

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»
УДК 621.311.4-52

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«10» _____ грудня 2020 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та автоматизація
енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

на тему: «Автоматизація підстанції 110 кВ»

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕК-91мп

Гречуха Олексій Сергійович _____

Науковий керівник:

к.т.н., доцент Хоменко Олег Володимирович _____

Консультант з охорони праці:

д.т.н., професор Третьякова Лариса Дмитрівна _____

Консультант з стартапу:

старший викладач Бахмачук Сергій Васильович _____

Рецензент: _____

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«10» грудня 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Гречусі Олексію Сергійовичу

1. Тема дисертації «Автоматизація підстанції 110 кВ», науковий керівник дисертації Хоменко Олег Володимирович, к.т.н., доцент, затверджені наказом по університету від «09»11 2020 р. № 3260-с
2. Термін подання студентом дисертації 10.12.2020
3. Об'єкт дослідження Підстанція 110/35/10 кВ
4. Вихідні дані Схема електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ
5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1. Схема електричних з'єднань підстанції; 2. Характеристика та опис основного обладнання підстанції; 3. Опис засобів АВР на підстанції, вибір уставок; 4. Моделювання режимів роботи підстанції.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу 1. Схема електричний з'єднань ПС «Теремки»; 2. Види автоматики на підстанції; 3. Засоби АВР на підстанції; 4. Блок керування АВР; 5. Модель схеми підстанції в середовищі PowerFactory (нормальна схема); 6. Модель схеми підстанції в середовищі PowerFactory (ремонтна схема); 7. Моделювання перехідних та аварійних режимів на підстанції.
7. Орієнтовний перелік публікацій 1. Моделювання і аналіз режимів роботи ПС 110/35/10 кВ.

8. Консультанти розділів проекту (роботи)*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Третьякова Л.Д., д.т.н., професор		
Розробка стартап-проекту	Бахмачук С.В., ст. викладач		

9. Дата видачі завдання 02.09.2020

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літературних джерел по темі дисертації	01.10.2020	
2	Автоматика електричних підстанцій	23.10.2020	
3	Характеристика об'єкта – підстанція 110 кВ «Теремки»	06.11.2020	
4	Засоби АВР на підстанції 110 кВ «Теремки»	13.11.2020	
5	Моделювання режимів роботи підстанції 110 кВ «Теремки»	20.11.2020	
6	Охорона праці	27.11.2020	
7	Стартап-проект	04.12.2020	
8	Підготовка повного тексту пояснювальної записки, графічних матеріалів	09.12.2020	
9	Попередній захист дисертації	10.12.2020	

Студент

Олексій ГРЕЧУХА

Науковий керівник

Олег ХОМЕНКО

* Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту (роботи)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація містить пояснювальну записку, що складається з 101 сторінки та містить в своєму складі 31 рисунок, 35 таблиць, 7 плакатів формату А1 і 26 літературних джерел.

Актуальність теми – забезпечення швидкого відновлення живлення споживачів різних категорій в разі аварій, шляхом застосування швидкодіючого пристрою автоматичного введення резерву.

Мета дослідження – моделювання усталених та перехідних процесів, опис та аналіз роботи пристроїв автоматизації на ПС 110/35/10 кВ.

Об'єкт дослідження – схема електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ.

Предмет дослідження – блок управління автоматичним введенням резерву фірми АВВ типу ATS022.

Методи дослідження – моделювання і аналіз роботи пристроїв автоматики відновлення живлення при різних режимах роботи підстанції в програмному середовищі PowerFactory.

Публікації - «Моделювання і аналіз режимів роботи ПС 110/35/10 кВ «Теремки» в Міжнародному науково-технічному журналі «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики».

Ключові слова: АВТОМАТИЗАЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦІЯ, АВВ, АТTS022, МОДЕЛЮВАННЯ, POWERFACTORY.

ABSTRACT

The master's dissertation contains an explanatory note consisting of № pages and contains № drawings, № tables, 7 posters of A1 format and № literature sources.

The urgency of the topic - to ensure rapid recovery of power to consumers of different categories in case of accidents, through the use of high-speed automatic input reserve.

The purpose of the research is modeling of steady-state and transient processes, description and analysis of operation of automation devices at 110/35/10 kV substation.

The object of research is the scheme of electrical connections of the 110/35/10 kV substation

The subject of research - the control unit for automatic input of ABB reserve type ATS022.

Research methods - modeling and analysis of automatic power recovery devices at different modes of substation operation in the PowerFactory software environment.

Publications - "Modeling and analysis of 110/35/10 kV substation" in the International scientific and technical journal "Modern problems of electrical engineering and automation".

Keywords: AUTOMATION, ELECTRICAL SUBSTATION, ABB, ATTS022, SIMULATION, POWERFACTORY.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1 АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	11
1.1 Призначення і види автоматики ПС.....	11
1.2 Автоматичне повторне вмикання (АПВ).....	12
1.2.1 Вимоги до пристроїв АПВ. Класифікація пристроїв АПВ.....	14
1.3 Автоматичне вмикання резервного живлення (АВР).....	19
1.3.1 Вимоги до пристроїв АВР. Класифікація.....	22
1.3.2 Огляд пристроїв АВР різних виробників.....	24
1.4 Регулювання напруги пристроями РПН.....	26
1.4.1 Особливості експлуатації.....	28
Висновки.....	28
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ПІДСТАНЦІЯ 110 кВ	29
2.1 Типи електричних підстанцій.....	29
2.2 Схема електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ. Загальна характеристика. Склад основного обладнання.....	31
2.3 Силові трансформатори.....	33
2.4 Збірні шини підстанції.....	34
2.5 Комутаційне обладнання підстанції.....	34
2.6 Захисне обладнання підстанції.....	39
2.7 Вимірювальні трансформатори струму та напруги на підстанції.....	40
2.8 Вимірювальні прилади.....	43
2.8.1 Облік електроенергії на підстанції.....	43
2.9 Власні потреби підстанції.....	45
2.10 Засоби релейного захисту і автоматики на ПС.....	46
2.11 Розрахунок струмів КЗ на шинах підстанції.....	47

2.12	Перевірочний вибір обладнання підстанції.....	50
2.12.1	Перевірка вимикачів	51
	Висновки.....	52
3	ЗАСОБИ АВР НА ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ	53
3.1	Блок керування АВР	54
3.2	Пускові органи.....	61
3.3	Розрахунок уставок АВР.....	62
	Висновки.....	66
4	МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ	67
4.1.	Моделювання схеми підстанції в середовищі PowerFactory.....	67
4.2.	Моделювання усталених та перехідних режимів роботи підстанції в умовах нормальної та ремонтної схеми.....	71
4.2.1	Моделювання за умови нормальної схеми підстанції.....	71
4.2.2	Моделювання за умови ремонтної схеми підстанції.....	74
	Висновки.....	76
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКИ У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АВТОМАТИЗОВАНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110 кВ	77
5.1	Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики.....	77
5.2	Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації автоматизованої підстанції.....	78
5.3	Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	79
5.4	Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників..	80

5.5	Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	80
5.6	Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	82
5.7	Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	84
5.8	Розрахунок захисного заземлювального пристрою.....	85
	Висновки.....	88
6	РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	89
6.1	Опис ідеї проекту.....	89
6.2	Технологічний аудит ідеї проекту.....	92
6.3	Порівняння пристроїв різних виробників за економічним критерієм...	93
	Висновки.....	96
	ВИСНОВКИ.....	97
	ЛІТЕРАТУРА.....	99

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне відновлення резерву.

РПН- регулювання під навантаженням;

ПБЗ – переключення без збудження;

КЗ – коротке замикання;

АПВ – автоматичне повторне включення;

СВ – секційний вимикач;

АВ – автоматичний вимикач;

БУ – блок управління;

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТС – трансформатори струму;

ТН – трансформатори напруги;

ЕС – енергосистема;

РЗА – релейний захист і автоматика;

АРНТ – автоматичний регулятор напруги трансформатора;

УР – усталений режим;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ВСТУП

Автоматизація підстанцій – дуже важливий процес, завдяки якому реагування на будь які аварії в мережі буде майже миттєвим, чого не зможе забезпечити звичайна людина. Це призводить до подовження строку служби обладнання, встановлено на підстанції. Також, автоматизація піднімає загальний рівень якості електроенергії за рахунок використання автоматичних регуляторів напруги та швидкого повернення живлення в разі аварій. Відхилення значень якості електроенергії за задані межі призводить до значних значних втрат потужності в мережі та економічних втрат на підприємствах і в побуті.

Автоматичне регулювання напруги в мережі забезпечують силові трансформатори з пристроями РПН, які шляхом зміни коефіцієнта трансформації втримують рівень напруги в заданих межах. У разі якоїсь аварії в мережі, внаслідок чого на лінії живлення зникає напруга, в дію вступають пристрої автоматичного повторного вмикання (АПВ) та автоматичного введення резерву (АВР), які якнайшвидше відновлять живлення шляхом повторного вмикання вимикача або перемиканням споживачів пошкодженої лінії на резервне джерело живлення.

Така автоматика зможе забезпечити майже безперебійне живлення для споживачів I-ї та інших категорій. Що в свою чергу піднімає загальну надійність енергосистеми та зменшує економічні втрати споживачів.

1 АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

1.1 Призначення і види автоматики ПС

Відразу пристрої автоматики в енергетиці застосовувались для того, щоб захистити різні елементи електричних систем від дії великих струмів, які виникали внаслідок КЗ, та електромагнітних перехідних процесів. Надалі такі пристрої автоматики отримали назву пристроїв релейного захисту. [3]

На відміну від пристроїв релейного захисту, дія яких носить більш локальний характер, системна автоматика охоплює великий район енергосистеми з більшим числом приєднань. Дія пристроїв автоматики поширюється на контроль і регулювання режимних параметрів енергосистеми, таких як рівні напруги в заданих вузлах, активні і реактивні потужності окремих генераторів і синхронних компенсаторів, частота напруги та інших. Вони застосовуються в тих випадках, коли потрібна вища швидкість реакції, ніж у людини, а так само для виконання завдань по відновленню паралельної роботи електростанцій і електропостачання споживачів. [3]

Релейний захист і системна автоматика - два види автоматичного управління в енергосистемах, взаємопов'язаних і взаємодоповнюючих один одного. Пристрої автоматики поділяються на три основні групи:

1) Мережева автоматика:

- Автоматичне повторне вмикання (АПВ);
- Автоматичне введення резерву (АВР).

2) Автоматика нормального режиму - відносно повільна автоматика, призначена для допомоги оперативному персоналу і не надає значного впливу на процеси при аваріях, але діюча в післяаварійному режимі:

- Автоматичний регулятор напруги трансформатора (АРНТ);

- Пристрої резервування відмов вимикачів (ПРВВ);
- Автоматика управління вимикачем (АУВ);
- Автоматика охолодження силових трансформаторів (АОСТ).

3) Протиаварійна автоматика – швидкодіюча, призначена для роботи в аварійних режимах:

- Автоматичне частотне розвантаження (АЧР);
- Автоматичне обмеження підйому напруги (АОПН);
- Автоматичне обмеження зниження напруги (АОЗН);
- Автоматичне регулювання частоти та реактивної потужності (АРЧРП);

1.2 Автоматичне повторне вмикання (АПВ)

Пристрої АПВ призначені для автоматичного вмикання елементів енергосистеми, для відновлення роботи споживачів або схеми їх електроживлення після відключення внаслідок нестійкого короткого замикання (КЗ).

Значна частина нестійких коротких замикань на повітряних лініях електропередачі, які були викликані внаслідок ожеледиці, перекриття ізоляції, схрещення проводів, помилкових дій персоналу, самовільного відключення вимикача, самоусувається завдяки швидкому спрацюванню релейного захисту на пошкодженій ділянці. У такому разі на місці КЗ виникає електрична дуга, яка швидко гаситься і не наносить тяжких пошкоджень на лінії. Також, нестійкі КЗ часто виникають на шинах підстанцій. Тому на підстанціях з швидкодіючим захистом шин, застосовується АПВ для відновлення подачі напруги на шину, в разі спрацювання РЗ. Пристроями АПВ оснащуються всі поодинокі працюючі трансформатори, потужністю більше 1000 кВА та трансформатори меншої потужності, які живлять важливих споживачів. [5]

За роки використання пристроїв АПВ було встановлено, що для ліній 110-330 кВ успішними були більше 80% повторних включень, для шин та силових трансформаторів успішне спрацювання АПВ було в 60-70% випадків. Тому, згідно ПУЕ є обов'язковим застосування АПВ для ліній усіх класів напруг, вище 1000 В. Найбільш ефективним є застосування АПВ на лініях з одностороннім живленням, бо в таких випадках кожне успішне спрацювання АПВ відновлює живлення споживачів та запобігає аваріям. Нестійкі КЗ часто виникають не тільки на ВЛ, але і на шинах підстанцій.

На рис. 1.1 зображено елементи електричної мережі, на яких можуть встановлюватись пристрої АПВ.

- а) трансформатори напруги;
- б) одно – та дволанцюгові ЛЕП;
- в) силові трансформатори;
- г) лінії кільцевої мережі.

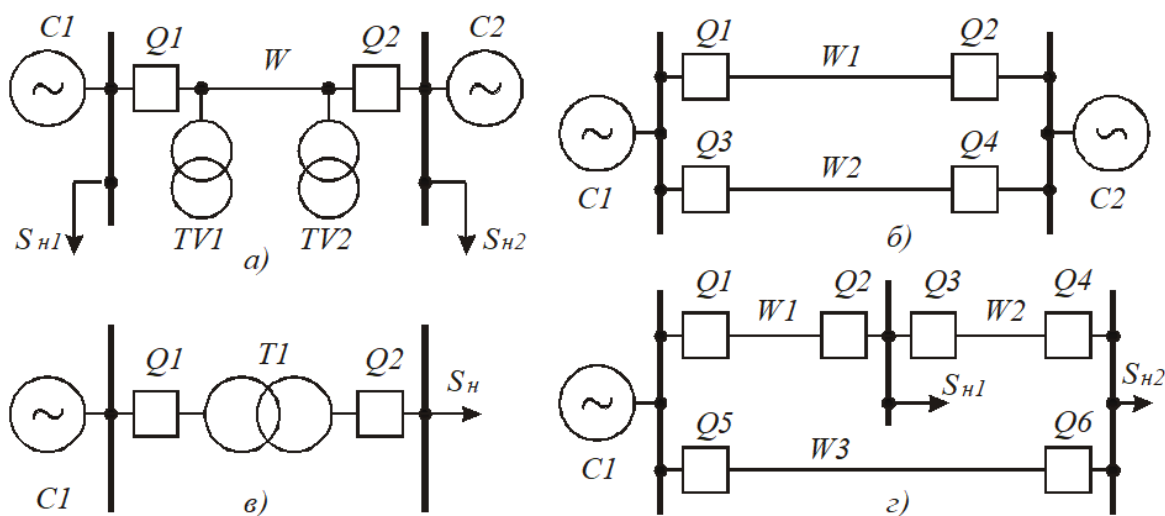


Рисунок 1.1 - Елементи електричної мережі, на яких можуть встановлюватись пристрої АПВ [3]

1.2.1 Вимоги до пристроїв АПВ. Класифікація пристроїв АПВ

Для надійної роботи пристроїв АПВ, до них висуваються певні вимоги: [1]

- 1) АПВ повинне відбуватися при всіх можливих аварійних відключеннях вимикача (виключення – включення вимикача на КЗ).
- 2) АПВ не повинне працювати при оперативному відключенні вимикача вручну або дистанційно.
- 3) Схеми АПВ повинні допускати блокування або заборону дії в окремих випадках (заборона АПВ при відключенні від дифзахисту трансформатору або газового захисту).
- 4) Схеми АПВ повинні забезпечувати задану кратність дії.
- 5) АПВ повинне забезпечувати необхідний час безструмової паузи.
- 6) Мінімальна тривалість команди включення повинна бути достатньою для надійного включення «В».
- 7) Схема АПВ повинна автоматично повертатися у вихідне положення після закінчення заданої витримки часу.
- 8) При несправностях у схемі АПВ не допускається багаторазове включення «В» на стійке КЗ.

Часом дії пристрою АПВ називається час з моменту пуску пристрою АПВ до моменту подачі імпульсу на включення. Цей час має бути достатнім, щоб вимикач після відключення КЗ був готовий для повторного включення з подальшим відключенням в разі неуспішного АПВ.

Часом безструмової паузи називається час між моментом згасання дуги у вимикачі, при відключенні ним контрольованого кола, до моменту відновлення цього ланцюга після спрацювання пристрою АПВ та включення вимикача.

Пристрої АПВ класифікуються наступним чином: [1]

- 1) По кількості циклів : однократної й багаторазової дії.
- 2) По числу фаз, що включаються: ТАПВ (трифазне – відключається й включається всі три фази), ОАПВ (однофазне – відключається й включається тільки пошкоджена фаза).
- 3) По виду устаткування, що включається: АПВ ліній, шин, силових трансформаторів, двигунів.

Трифазні АПВ для ліній із двостороннім живленням:

- 1) НАПВ – несинхронне, не відрізняється від схем з одностороннім живленням.
- 2) БАПВ – швидкодіюче, як можна більш швидке включення, щоб не дати векторам напруги розійтися на великий кут.
- 3) АПВОС – з очікуванням синхронізму.
- 4) АПУС – з уловлюванням синхронізму.
- 5) АПВС – із самосинхронізацією.

– *Однократне АПВ*

На рис. 1.2 зображено приклад роботи однократного АПВ.

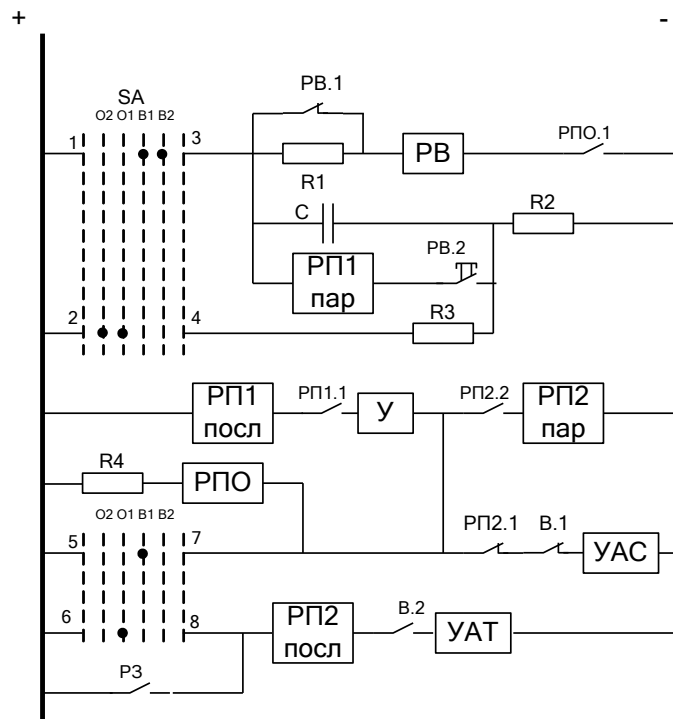


Рисунок 1.2 – Схема однократного АПВ [1]

Таблиця 1.1 – Положення контактів ключа керування SA [1]

Положення	Позначення	№ контакту			
		1-3	2-4	5-7	6-8
Включити	B1	+	-	+	-
Включено	B2	+	-	-	-
Відключити	O1	-	+	-	+
Відключено	O2	-	+	-	-

Коли вимикач відключено від ключа керування SA, то положення його контактів таке:

- контакти вимикача B.2 знаходяться в розімкнутому положенні, а контакти вимикача B.1 в замкненому.
- конденсатор С розряджений.
- контакт РП2.1 знаходиться в замкнутому положенні, тому реле положення «Відключено» знаходиться у спрацьованому стані, контакти реле часу РВ замкнено.

Коли відбувається вмикання вимикача через за допомогою ключа керування, то замикається контакт SA 5-7. Оскільки всі контакти замкнені, то сигнал проходить на котушку включення УАС. В цей час контакти SA 1-3 вже замкнені, конденсатор заряджається. (20-25 с).

Вимикач включається, відразу готується ланцюг відключення через котушку УАТ, шляхом замикання контакту B.2. Контакт B.1 відключається, тим самим розриває ланцюг РПО. Розмикається контакт РПО.1, тим самим розриваючи ланцюг РВ. Ключ керування переводиться в положення B2 «Включене».

При зміні положення вимикача не від ключа керування, а при самовільному відключенні або від релейного захисту:

1. Відбувається замикання контакту РЗ. Через замкнений контакт В.2 на котушку відключення УАТ приходить сигнал, в наслідок чого спрацьовує РП2посл, який замикає контакт РП2.2 та розмикає РП2.1. Після цього вимикач відключається, відразу розмикається В.2 та РП2.2. Замикається контакт РП2.1 та В.1, що в свою чергу запускає РПО. Через це замикається контакт РПО.1, який запускає реле РВ через замкнений контакт SA 1-3. Пристрій АПВ запущено. [1]
2. Через витримку часу замикається контакт РВ.2, внаслідок чого відбувається розрядка конденсатора С на реле РП1пар. [1]
3. Реле РП1пар спрацьовує, тим самим замикає контакт РП.1.1 через який проходить сигнал на котушку включення УАС. Вимикач вмикається, одразу замикається контакт на відключення В.2, В.1 розмикається, чим розриває РПО. Далі розривається ланцюг РВ, шляхом розмикання контакту РПО. Так завершується перший цикл АПВ. Конденсатор починає заряджатись. [1]

Якщо АПВ успішне й КЗ самоусунулося, то через 20-25 с конденсатор заряджений і АПВ знову готове до роботи. Якщо ж КЗ стійке або трапилося нове КЗ у ці 20 с, то після включення вимикача все повториться починаючи з п. 1 до п. 2. П. 3 не виконується, тому що конденсатор не встиг зарядитися й вимикач залишається відключеним, тобто другий цикл АПВ не відбувається. [1]

– Двократне АПВ

На відміну від попередньої схеми, для другого циклу АПВ додається ще один конденсатор С2. До складу реле часу додається ще один контакт РВ3, який необхідний для організації часу другого циклу АПВ. На рис. 1.3 зображено схему двократного АПВ.

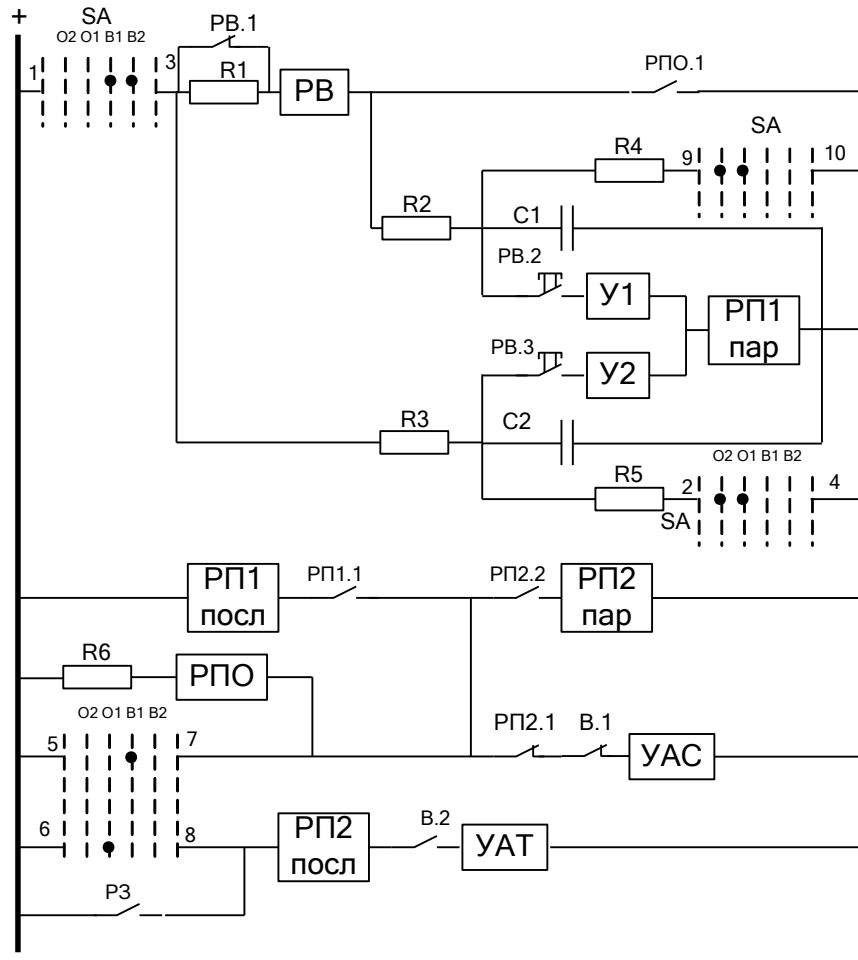


Рисунок 1.3 – Схема двократного АПВ [1]

У табл. 1.2 наведено положення контактів ключа керування SA.

Таблиця 1.2 – положення контактів ключа керування SA [1]

Положення	Позначення	№ контакту				
		1-3	2-4	5-7	6-8	9-10
Включити	B1	+	-	+	-	-
Включено	B2	+	-	-	-	-
Відключити	O1	-	-	-	+	-
Відключено	O2	-	+	-	-	+

Вимикач відключається, контакт SA замкнений. Подається сигнал, який запускає реле часу РВ. Проходить витримка часу першого циклу АПВ,

замикається контакт РВ.2 тим самим розряджаючи конденсатор С1 на вказівне реле У1 та РП1пар. Відповідно надходить сигнал на контакт РП1.1, який замикається і тим самим подає сигнал на котушку включення УАС. Вимикач вмикається. [1]

Якщо КЗ стійке, то знову спрацює захист і вимкне вимикач. Сигнал приходить на запуск реле часу РВ, з витримкою першого циклу замикається контакт РВ.2. Оскільки конденсатор С1 вже розряджений, то сигнал на котушку включення не прийде. Контакт РВ.2 розмикається, чим запускає продовження відліку витримки часу. Далі замикається контакт другого циклу АПВ РВ.3. У результаті конденсатор С2 розряджається на вказівне реле У2, чим подає сигнал на РП1пар. Далі замикається контакт РП1.1, подається сигнал на котушку включення УАС, і вимикач включається. При успішному АПВ, конденсатори почнуть заряджатись і через 20-30 секунд будуть готові до нового спрацювання. Якщо ж КЗ не усунулось, то знову прийде сигнал на запуск реле часу РВ, але обидва конденсатори розряджені, тому вимикач не увімкнеться. [1]

1.3 Автоматичне вмикання резервного живлення (АВР)

Високий ступінь надійності електропостачання споживачів забезпечують схеми живлення одночасно від двох і більше джерел (ліній, трансформаторів), оскільки аварійне відключення одного з них не призводить до зникнення напруги на кінцях електроприймачів. Незважаючи на ці очевидні переваги багатостороннього живлення споживачів, велика кількість підстанцій, що мають два і більше джерел живлення, працюють за схемою одностороннього живлення. [3]

На рис. 1.4 зображено приклад схеми з двостороннім живленням.

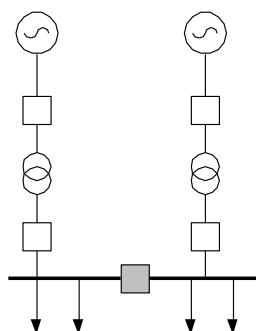


Рисунок 1.4 – Приклад схеми з двостороннім живленням [2]

На електростанціях секції власних потреб також виконані з одностороннім живленням. Недоліком схем з одностороннім живленням є повне відключення споживачів через помилкове або аварійне відключення джерела живлення.[2] Застосування такої менш надійною, але більш простої схеми електропостачання в багатьох випадках є доцільним для зниження значень струмів КЗ, зменшення втрат електроенергії в живлячих трансформаторах, спрощення релейного захисту, створення необхідного режиму по напрузі, перетокам потужності. При АВР з одностороннім живленням, одне з джерел живлення завжди в робочому стані, друге – завжди резервне. Перемикаччя вимикача здійснюється автоматично або вручну персоналом. На рис. 1.5 зображено приклад схеми з одностороннім живленням.

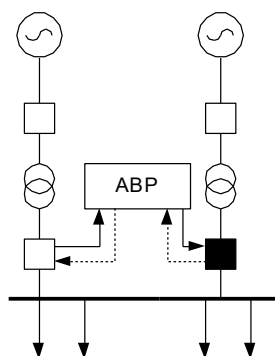


Рисунок 1.5 – Приклад схеми з одностороннім живленням [2]

Розглянемо декілька прикладів використання АВР на схемах з різним типом живлення, зображених на рис. 1.6. [3]

а) Підстанція А (рис. 1.6, а) живиться через лінію W1 від підстанції Б. Лінія W2, з підстанції Б, в даному випадку є резервною і знаходиться під напругою (вимикач Q3 лінії W2 нормально відключений). При відключенні лінії W1, пристрій АВР автоматично вмикає вимикач Q3, цим самим знову повертає споживачів до джерела живлення. Схеми АВР можуть мати односторонню або двосторонню дію. При односторонній АВР, лінія W1 завжди повинна бути робочою, а лінія W2 - завжди резервною. При двосторонній АВР, будь-яка з цих ліній може бути робочою і резервною.

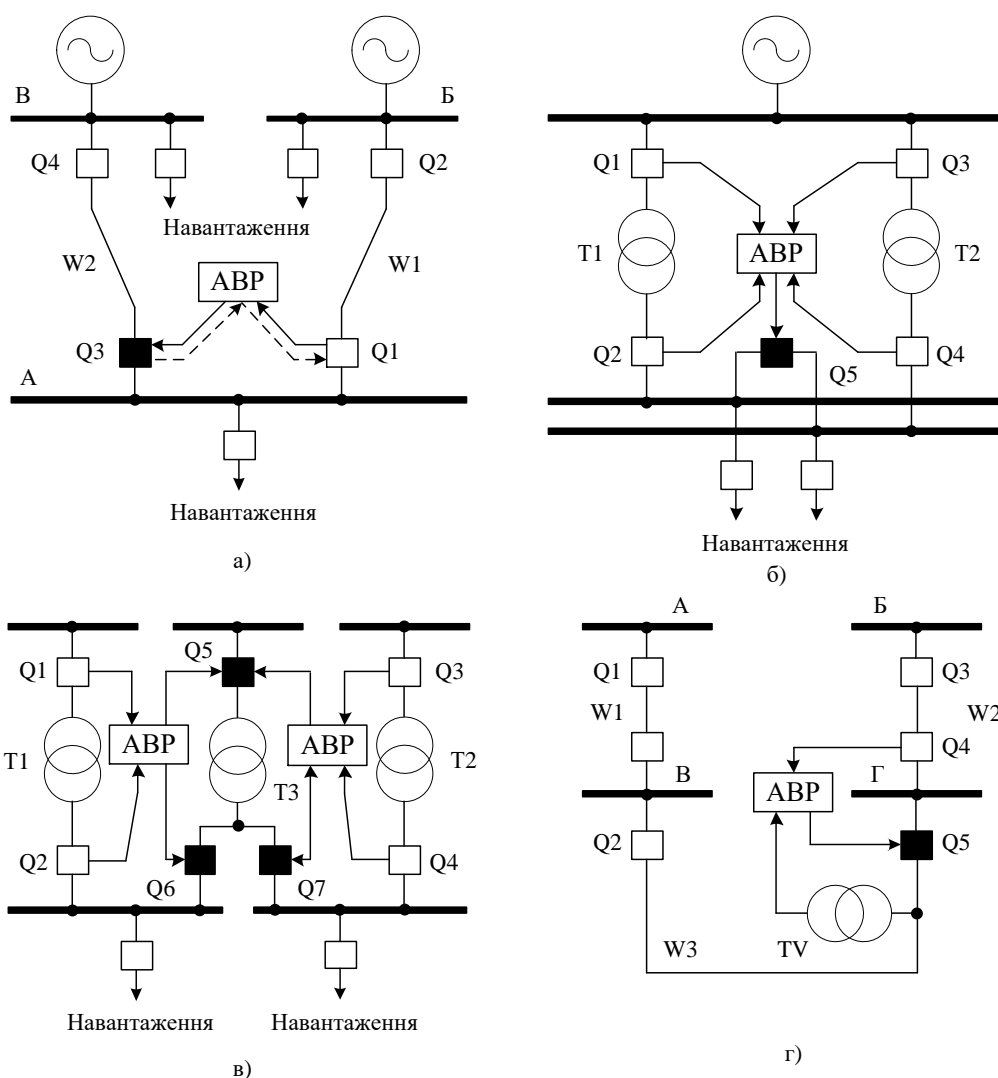


Рисунок 1.6 – Принцип дії АВР на схемах з різним типом живлення [3]

б) Електродвигуни та інші споживачі власних потреб на електростанціях, живляться від окремих трансформаторів власних потреб. Ці трансформатори позначені як Т1 та Т2 (рис. 1.6, б). Розглянемо випадок, коли виходить з ладу трансформатор Т1. Тоді пристрій АВР автоматично вмикає вимикачі Q5 та Q6, цим самим вводячи в роботу резервний трансформатор .

в) На рис. 1.6, в, зображено два силові трансформатори Т1 та Т2, підключені до різних секцій шин. Між цими шинами встановлено секційний вимикач Q5, який знаходиться в положенні «нормально відключений». При відключенні одного з трансформаторів, пристрій АВР автоматично переводить вимикач Q5 в положення «нормально включений». Таким чином, все навантаження перейде на робочий силовий трансформатор. Якщо потужності даного трансформатора буде замало для живлення всіх споживачів, то АВР почне автоматично відключати найменше важливих споживачів.

г) Живлення на підстанції В та Г надходить від підстанцій А і Б, згідно рис. 1.6, г. Вимикач Q5 знаходиться в положенні «нормально відключено». Тому лінія W3 знаходиться під напругою зі сторони підстанції В. У випадку аварійного відключення лінії W2, яка йде з підстанції Б, пристрій АВР автоматично переводить вимикач Q5 в положення «нормально включено». У цьому випадку живлення підстанції Г через лінію W3 переходить на підстанцію В.

Якщо ж відключається лінія W1, то на лінії W3 зникає напруга, про що пристрою АВР сигналізує трансформатор напруги TV. Далі пристрій АВР переводить вимикач Q5 в положення «нормально включено», після чого живлення підстанції В переходить на підстанцію Г.

1.3.1 Вимоги до пристроїв АВР. Класифікація

Вимоги: [2]

- 1) Пуск АВР повинен здійснюватися при втраті живлення від робочого джерела з будь-якої причини, в т.ч. і КЗ на шинах споживача. Виняток: відключення навантаження від АЧР.
- 2) АВР повинен здійснюватися тільки після відключення вимикача вводу робочого джерела. Виконання цієї вимоги дозволяє виключити:
 - а) неуспішне включення резервного джерела на пошкодження, самоусувається після зняття напруги;
 - б) включення резервного джерела на КЗ при невідключеному джерелі живлення;
 - в) можливе несинхронне включення двох джерел.
- 3) Для зменшення тривалості перерви живлення, включення резервного джерела необхідно робити відразу ж після відключення робочого.
- 4) Щоб уникнути багаторазового включення резервного джерела на стійке КЗ, дія АВР повинна бути одноразовою.
- 5) Схемою АВР повинно передбачатися прискорення РЗ резервного джерела живлення, при включенні на стійке КЗ.
- 6) При АВР повинні забезпечуватися нормальні умови самозапуску електродвигунів. Якщо самозапуск затягується, то повинно передбачатися автоматичне розвантаження найменш важливих споживачів з подальшим їх АПВ.

Класифікація: [2]

- 1) За типом обладнання - АВР трансформаторів, ліній, секцій шин, агрегатів власних потреб електростанцій та підстанцій.
 - 2) По спрямованості дії – односторонньої та двосторонньої дії.
- У залежності від типу джерела живлення - АВР на постійному або змінному оперативному струмі.
- 3) По виду резерву - АВР при наявності явного і неявного резерву.

- а) Явний резерв - джерело може перебувати у відключеному стані або у включеному, але без навантаження, рис. 1.4.
- б) Неявний резерв - навантаження, як показано на рис. 1.3. Розподілене між джерелами, причому потужність залишених в роботі джерел повинна забезпечувати покриття не тільки власного навантаження, але і відключеного джерела.

1.3.2 Огляд пристроїв АВР різних виробників

На ринку України представлено наступні фірми виробники блоків АВР: Nik, Новатек-Електро, Porto Franco та ABB.

- Блоки АВР фірми Nik

ТОВ «Нік» - це одна з найбільших електротехнічних компаній-виробників вимірювальних приладів і АСКОЕ в Східній Європі. Центральний офіс знаходиться в Києві. Для прикладу розглянемо блок АВР даного виробника типу АВР-17.

Технічні характеристики блоку АВР-17 наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики блоку АВР-17 [6]

Найменування параметру	Значення параметру
Номінальна напруга живлення, В	380
Частота мережі, Гц	50
Ном. пот. навантаження від основної лінії до споживача, кВ·А	≤ 25
Номінальна напруга генератора, В	380
Частота струму генератора, Гц	50
Ном. пот. навантаження від генератора до споживача, кВ·А	≤ 17
Маса, кг	14

- Блоки АВР фірми Новатек-Електро

Novatek Electro – Вітчизняна компанія, яка є виробником електротехнічної продукції. Основна спеціалізація компанії – розробка і впровадження у

виробництво промислових реле, а також інтелектуальної електроніки і різних систем для створення автоматизованих технологічних процесів, що підвищують продуктивність виробництва і полегшують роботу користувачів.

Для прикладу розглянемо блок АВР даного виробника типу ПЭФ-321ABP. Технічні характеристики блоку ПЭФ-321ABP наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Технічні характеристики блоку ПЭФ-321ABP [7]

Найменування параметру	Значення параметру
Номінальна напруга живлення, В	400
Частота мережі, Гц	48-62
Напруга, при якій зберігається дієдатність, 3ф, В	450
Напруга, при якій зберігається дієдатність, 1ф та 0, В	100
Комутаційна зносостійкість, тис. разів	30
Споживаюча потужність, Вт	4
Маса, кг	0,4

- *Блоки АВР фірми Porto Franco*

Контролери автоматичного введення резервного живлення "Porto Franco" призначені для підвищення надійності роботи мережі електропостачання, шляхом автоматичного підключення до системи додаткового джерела живлення (іншого джерела живлення, газового генератора, бензогенератора, дизель-генератора) в разі втрати системою електропостачання через аварію.

Для прикладу розглянемо блок АВР даного виробника типу К-50. Технічні характеристики блоку К-50 наведено в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Технічні характеристики блоку К-50 [8]

Найменування параметру	Значення параметру
Номінальна напруга живлення, В	12

Продовження таблиці 1.5

Частота мережі, Гц	50/60
Максимальна робоча фазна напруга, В	277
Комутаційна зносостійкість, тис. разів	30
Споживаюча потужність, Вт	4
Маса, кг	4

- *Блоки АВР фірми АВВ*

АВВ - провідна світова технологічна компанія, яка стимулює перетворення суспільства і промисловості для досягнення більш продуктивного та сталого майбутнього. Поєднуючи програмне забезпечення зі своїм портфоліо електрифікації, робототехніки, автоматизації та руху, АВВ розсуває кордони технологій, щоб вивести продуктивність на новий рівень.

Для прикладу розглянемо блок АВР даного виробника типу ATS021. Технічні характеристики блоку ATS021 наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Технічні характеристики блоку ATS021 [11]

Найменування параметру	Значення параметру
Додаткове джерело живлення	-
Частота мережі, Гц	50/60
Номінальна напруга, В	480
Режим роботи	автом./ручний
Налаштування контролюючих параметрів	Падіння напруги -30...-5% Зростання напруги +5...+30% Частота мережі -10...+10%

1.4 Регулювання напруги пристроями РПН

Автоматичний регулятор напруги трансформатора (АРНТ), призначений для автоматичного керування електроприводами перемикача відпайок на обмотках силового трансформатора (автотрансформатора) з РПН, імпульсними сигналами, тривалість яких рівна дорівнює часу запуску електропривода. [14]

Автоматичне регулювання напруги на підстанціях застосовується майже на всіх трансформаторах, оснащених пристроями РПН. Причини відмови використання АРНТ: [14]

1. Вихід з ладу пристрою РПН;
2. Не стабільне навантаження, яке може призвести до частого перемикання РПН;
3. Необхідність ремонту або заміни пристрою РПН.

Електромоторний привід РПН призначений для ступінчастого перемикання відпайок обмоток трансформатора. Даний привід має наступні режими керування: [14]

1. Місцеве керування (тобто, перемикання кнопками, які знаходяться безпосередньо на самому приводі);
2. Дистанційне (виконується шляхом повертання ключа на щиті керування);
3. Автоматичне (тобто, за допомогою пристроїв АРНТ);
4. Ручне (шляхом механічного перемикання важеля на приводі).

Автоматичний регулятор напруги трансформатора може виконувати зовнішні зміни уставок за напругою, контролювати справність тракту регулювання та електроприводів РПН, блокувати та повідомляти в разі їх поломки, виконувати групове регулювання декількома приводами РПН,

контролювати злагоджену роботу РПН паралельно працюючих трансформаторів та їх блокування, у разі незлагодженої роботи.

1.4.1 Особливості експлуатації

Пристрої РПН приводять в дію дистанційно зі щитка керування за допомогою ключа або кнопки та автоматично від пристрою АРНТ. Також, можливе перемикання за допомогою важеля або кнопки, які розташовані в шафі (місцеве керування). Місцеве керування застосовується тільки при ремонті, тому він вважається допоміжним. Один цикл перемикання РПН різних типів здійснюється за 3-10 с.

Сам процес перемикання сигналізується загорянням червоної лампи в момент подачі імпульсу. Лампа продовжуватиме горіти, доки механізм не переключиться з одного ступеня на інший.

Електрична зносостійкість РПН залежить від значення струму, який перемикають. При струмі до 1 кА, допускається не менш як 60 тисяч перемикань, при струмі більше 1 кА – 25 тисяч перемикань.

Висновки

У даному розділі було проаналізовано види автоматики на підстанціях. Було більш докладно розглянуто принцип дії автоматичного повторного включення (АПВ), автоматичного введення резерву (АВР) та регулювання під навантаженням (РПН).

Було приведено класифікацію пристроїв АВР та розглянуто певні пристрої різних виробників.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ – ПІДСТАНЦІЯ 110/35/10 кВ

2.1 Типи електричних підстанцій

Електрична мережа складається з повітряних і кабельних ліній електропередачі (ЛЕП), підстанцій (ПС) та розподільних пунктів. Передавання електричної енергії на значні відстані здійснюють при підвищеній напрузі. При цьому зменшуються струми, що протікають по лініях, а також втрати напруги й потужності. Для підвищення напруги використовують трансформатори, які встановлюють на підвищувальних трансформаторних підстанціях. На знижувальних трансформаторних підстанціях (ТП) напругу знижують до рівня, за якого здійснюється споживання електричної енергії. [9]

Розподіл електричної енергії на підстанціях здійснюють за допомогою розподільних пристроїв високої та низької напруги, які включають збірні шини, комутаційні апарати, електровимірювальні прилади, а також пристрої релейного захисту та автоматики. У розподільних пунктах електрична енергія розподіляється на одній напрузі (без трансформації й перетворення).

Класифікація підстанцій: [9]

1) Функціонально підстанції діляться на:

- Трансформаторні підстанції - підстанції, призначені для перетворення одного класу напруги в інший клас напруги за допомогою силових трансформаторів.
- Перетворювальні підстанції - підстанції, призначені для перетворення струму зі змінного в постійний та навпаки, або його частоти.

Електричний розподільний пристрій, що не входить до складу підстанції, називається розподільчим пунктом. Перетворювальна підстанція, призначена для

перетворення змінного струму в постійний і наступного перетворення постійного струму в змінний вихідної чи іншої частоти, називається вставкою постійного струму.

2) За значенням у системі електропостачання:

- Тягові підстанції для потреб електричного транспорту, часто такі підстанції бувають трансформаторно-перетворювальними для живлення тягової мережі постійним струмом;
- Комплектні трансформаторні підстанції 10 (6) / 0,4 кВ (КТП). Останні називаються цеховими підстанціями в промислових мережах, міськими - у міських мережах.

3) В залежності від місця і способу приєднання підстанції, типів конфігурації мережі та можливих схем приєднання, їх поділяють на:

- Тупикові - живляться від однієї або двох радіальних ліній;
- Відгалужувальні - приєднуються до однієї, а відходять де-кілька ліній;
- Прохідні - підключаються до мережі шляхом заходу однієї лінії з двостороннім живленням;
- Вузлові - підключаються до мережі за допомогою трьох і більше живлячих ліній.

Також використовується термін "опорна підстанція", який, як правило, позначає підстанцію більш високого класу напруги по відношенню до розглянутої підстанції або мережі.

4) За місцем розміщення підстанції бувають:

- Відкриті – все обладнання таких підстанцій розміщується на відкритому повітрі;

- Закриті – все обладнання знаходиться в спеціально відведеній будівлі.

2.2 Схема електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ. Загальна характеристика. Склад основного обладнання підстанції

Підстанція має три рівні напруги: 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ. Відповідно, зниження напруги на ній з 110 кВ до 35 кВ та 10 кВ здійснюється за допомогою двох силових трьох обмоткових трансформаторів типу ТДН-40000/110, з номінальною потужністю 40 МВА кожний. Обидва трансформатори мають на сторонах ВН встановлені пристрої РПН, щоб мати змогу ступінчатого регулювання напруги в мережі, не вимикаючи навантаження.

На сторонах 110 кВ та 35 кВ застосовується схема з одиничною секційною системою шин. Кожне приєднання підключається до шин з одним вимикачем та одним роз'єднувачем. Іноді допускається під'єднання одного трансформатора на секцію без вимикача. Дві секції з'єднані через секційний вимикач (СВ). Він забезпечує розділення схеми при пошкодженні однієї секції, тобто не потребує повного відключення підстанції при ремонті секції. Схема забезпечує більш надійний зв'язок між окремими вузлами енергосистеми в нормальних, ремонтних та аварійних режимах. Недоліками такої схеми є необхідність відключення всіх приєднань секції при виведенні її в ремонт, та можливість повного відключення підстанції при поломці СВ.

На стороні 10 кВ підстанція має дві системи збірних шин, які секціоновані двохсекційними вимикачами. Дана схема має наступні переваги: наочність, простота, висока надійність та економічність. Таким чином, дана схема зберігає всі переваги схем з подвійною системою шин. Але схема, також, має свої недоліки. Основний недолік це залишання споживачів, які живляться з обох секцій шин без резерву при пошкодженні та ремонті однієї секції.

На рис. 2.1 зображено однолінійну схему ПС 110/35/10 кВ.



2.3 Силові трансформатори підстанції

Силові трансформатори – це трансформатори, які призначені для перетворення електроенергії змінного струму з одного класу напруги на інший. Найбільш розповсюджений тип трансформаторів – це трифазні трансформатори, бо їх втрати приблизно на 12-15% нижчі, а вартість та витрати активних матеріалів менша приблизно на 20-25%, ніж в групі трьох однофазних трансформаторів з такою ж сумарною потужністю.

На даній підстанції встановлено два трифазні трьох обмоткові трансформатори типу ТДТН-40000/110. Даний тип трансформаторів призначений для роботи в мережах загального призначення 110 кВ. Розрахований на роботу в районах з помірним кліматом на відкритому повітрі. Температура навколишнього середовища в робочому стані від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

ТДТН-40000/110

Т – трансформатор трифазний; Д – примусова циркуляція повітря та звичайна циркуляція масла; Т – трьох обмотковий; Н – регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Параметри трансформатора приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Параметри трансформатора [13]

Найменування	$S_{ном}$, МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{сн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	P_x ,кВт	P_k ,кВт	$U_{к.вн}$ -сн,%	$U_{к.вн}$ -нн,%	$U_{к.сн}$ -нн,%	I_x , %
ТДТН – 40000/110	40	115	38,5	11	39	200	10,5	17,5	6,5	0.3

2.4 Збірні шини підстанції

Збірні шини являються головним елементом розподільчого пристрою генераторної напруги. Їх призначення – це прийом електроенергії, що надходить від генераторів, трансформаторів зв'язку та її розподіл між повітряними та кабельними ЛЕП, що відходять від шин.[12]

Дана підстанція обладнана подвійною секціонованою системою шин з фіксованими елементами. Шини засекціонували на 4 частини, з метою підвищення надійності постачання електроенергії споживачам. До кожної секції приєднано приблизно однакове число трансформаторів і ліній, які відходять.

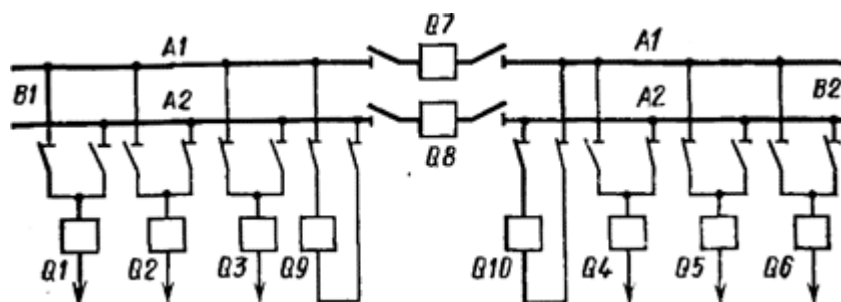


Рисунок 2.2 - Подвійна секціонована система шин з фіксованим розподілом елементів [12]

2.5 Комутаційне обладнання підстанції

- *Вимикачі*

Вимикач – основний комутаційний апарат в електричних установках. Він призначений для включення та відключення в мережі при будь-яких режимах: перевантаження, коротке замикання, холостий хід, довготривале навантаження .

Найважчою операцією являється відключення струмів короткого замикання або включення на вже існуюче КЗ.

Вимикачі вибираються за напругою електроустановки $U_{уст}$ та значенню тривало допустимого струму максимального режиму $I_{мах}$. При цьому напруга електроустановки повинна бути меншою від номінальної напруги вимикача ($U_{уст} < U_{н.вим}$), а тривало допустимий струм максимального режиму меншим або рівним номінальному струму вимикача ($I_{мах} < I_{н.вим}$). [12]

На підстанції встановлено вимикачі наступних типів:

На стороні 35 кВ:

МКП-35/1000/1500

М – масляний; К – камерний; П – підстанційний; 35 – номінальна напруга, кВ; 1000/1500 – номінальний струм, А

На стороні 10 кВ:

ВМП-10к/600; 1500; 3000;

В – вимикач; М – масляний; П – підвісне виконання полюсів; 10 – номінальна напруга, кВ; К – виконання для комплектних розподільчих пристроїв (КРУ) з комірками виїзного типу; 600; 1500; 3000 – номінальний струм, А

ВМПЕ-10/630;

В – вимикач; М – масляний; П – підвісне виконання полюсів;

Е – вбудований електромагнітний привід; 10 – номінальна напруга, кВ;

630; 1000; 3200 – номінальний струм, А

В табл. 2.2 приведені параметри даних вимикачів.

Таблиця 2.2 - Параметри вимикачів [13]

Назва	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм відключення, кА	Номінальний струм, А	Ампл. Знач. граничного наскрізного струму, кА	Струм термічної стійкості, кА	Час відкл. вимикача, с
МКП-35/1000	35	25	1000	20	20	0.05
ВМПЕ-10/630	10	20	630	52	20	0.09
ВМП-10к/600	10	20	600	64	20	0.1
ВМП-10к/1000	10	20	1000	64	20	0.1

- Роз'єднувачі

Роз'єднувач – контактний комутаційний апарат, який призначений для відключення або включення електричного ланцюга без струму, або з дуже незначним струмом.

Роз'єднувачами створюють видимий розрив між апаратами, які були виведені в ремонт та частинами, що знаходяться під напругою. Від надійності роботи роз'єднувачів залежить надійність роботи всієї електроустановки, що вказує на важливість їх ролі в схемах електроустановок. [12]

На підстанції встановлені роз'єднувачі таких типів:

На стороні 110 кВ:

РЛЗД-І-110/600

Р – роз'єднувач; Л – лінійний; З – зовнішнього встановлення; Д – двоколонковий;

І – кількість заземлюючих ножів; 110 – номінальна напруга, кВ; 600 – номінальний струм, А

РЛЗД-II-110/600

Р – роз’єднувач; Л – лінійний; З – зовнішнього встановлення; Д – двоколонковий;

II – кількість заземлюючих ножів; 110 – номінальна напруга, кВ; 600 – номінальний струм, А

На стороні 35 кВ:

РЛЗД-I-35/1000

Р – роз’єднувач; Л – лінійний; З – зовнішнього встановлення; Д – двоколонковий;

I – кількість заземлюючих ножів; 35 – номінальна напруга, кВ; 1000 – номінальний струм, А

РЛЗД-II-35/1000

Р – роз’єднувач; Л – лінійний; З – зовнішнього встановлення; Д – двоколонковий;

II – кількість заземлюючих ножів; 35 – номінальна напруга, кВ; 1000 – номінальний струм, А

На стороні 10 кВ:

РВ-10/600; 2750;

Р – роз’єднувач; В – внутрішнього встановлення; 10 – номінальна напруга, кВ;

600; 2750 – номінальний струм, А

В табл. 2.3 наведено параметри даних роз’єднувачів

Таблиця 2.3 - Параметри роз'єднувачів [13]

Назва	Номинальна напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номинальний струм, А	Граничний наскрізний струм, кА	Струм термічної стійкості, кА	Маса, кг
РЛЗД-II- 110/600	110		600	80	31,5/1	529
РЛЗД-I- 110/600	110		600	80	31,5/1	534
РЗДЗ-II- 35/1000	35		1000	63	25/1	88
РЗД- 35/1000	35		1000	63	25/4	66
РВ-10/600	10	12	600	52	20/4	28
РВ-10/2750	10	12	2750	100	40/4	42

- Короткозамикачі

Короткозамикач – це комутаційний апарат, який необхідний для створення штучного короткого замикання в електричному ланцюзі. При внутрішньому пошкодженні силового трансформатора включається короткозамикач і створює штучне коротке замикання. В цей час на живильної підстанції релейний захист реагує на струм штучного короткого замикання і вимикає живильну лінію, а відповідно, і силовий трансформатор від мережі. Далі лінія включається в роботу за допомогою АВР.

На підстанції використовуються короткозамикачі зовнішньої установки типу КЗ-110.

Технічні дані короткозамикача КЗ-110 приведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики короткозамикача

Тип	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{вим}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$t_{\text{вим}}, \text{с}$	$t_{\text{вкл}}, \text{с}$
КЗ-110	110	20	51	0,14	0,2

2.6 Захисне обладнання підстанції

- Розрядники

Розрядник – це електричний апарат, який обмежує перенапруги в установках шляхом пробою іскрового проміжку між електродами при визначеному значенню прикладеної напруги. [12]

На даній підстанції встановлені розрядники типів РВП-10, РВС-35, РВС-110.

Розрядник типу РВП-10:

Р – розрядник; В – вентильний; П – підвищена напруга гасіння; 10 – номінальна напруга, кВ

Розрядник типу РВС-110/35:

Р – розрядник; В – вентильний; С – стаціонарний; 110/35 – номінальна напруга, кВ.

У табл. 2.5 приведені технічні характеристики даних розрядників.

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики розрядників [13]

Тип	РВП-10	РВС-35	РВС-110
Номінальна напруга, кВ	10	35	110
Пробивна напруга, кВ	26-30,5	78-98	200-250
Імпульсна напруга (2-20 мкс), кВ	50	125	285

Продовження таблиці 2.5

Залишкова напруга (8 мкс), кВ	47	122	315
Маса, кг	6	73	175

- Запобіжники

Запобіжник – це комутаційний апарат, призначений для відключення ділянки, яку він захищає, шляхом знищення передбачених струмопровідних ділянок під дією струму, який перевищує встановлене значення.

На підстанції для захисту вимірювальних трансформаторів та трансформаторів власних потреб, встановлені запобіжники типу ПКТ-10.

Розшифровку назви запобіжника ПКТ для більшої наочності представлю на прикладі ПКТ-101-10-16-31,5 УЗ: П – запобіжник; К – кварцовий наповнювач; Т – для захисту силових трансформаторів, повітряних та кабельних ліній; 1 – однополюсний; 01 – конструкційне виконання контакту; 10 – номінальна напруга, кВ; 16 – номінальний струм, А; 31,5 – номінальний струм відключення, кА; У – кліматичне виконання; 3 – категорія розміщення.

2.7 Вимірювальні трансформатори струму та напруги на підстанції- Трансформатори струму

Трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму до значень, які найбільш зручні для вимірювальних пристроїв та реле. Також, за допомогою них відділяють ланцюги виміру та захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

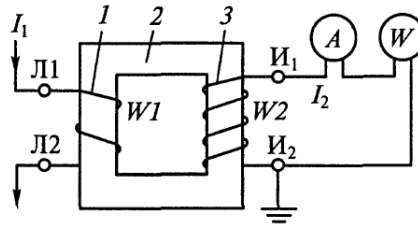


Рисунок 2.2 - Будова трансформатору струму. [12]

Трансформатор струму складається з двох обмоток (первинної 1 і вторинної 3) та замкнутого магнітопроводу 2. Первинна обмотка вмикається в ланцюг вимірювального струму I_1 послідовно, до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні пристрої, по яких протікає струм I_2 .

Трансформатори струму випускаються з наступними класами точності:

0,2; 0,5; 1; 3; 10.

На підстанції встановлені встановлено трансформатори таких типів:

TBT-110-600:

T – трансформатор струму; В – вмонтований; Т – для силових трансформаторів та автотрансформаторів;

TB-35/600:

T – трансформатор струму; В – вмонтований.

ТПШЛ-10/2000:

T – трансформатор струму; П – прохідний; Ш – шинний; Л – з литою ізоляцією.

ТВЛМ-10-100:

T – трансформатор струму; В – вмонтований; Л – лита ізоляція;

М – малогабаритний.

ТПОЛ-10-1500:

Т – трансформатор струму; П – прохідний; О – одногілковий; Л – лита ізоляція.

ТОЛ – 10-400:

Т – трансформатор струму; О – опорний; Л – трансформатор з литою ізоляцією.

Таблиця 2.6 - Технічні характеристики трансформаторів струму. [13]

Тип трансформатора	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном1}}, \text{А}$	$I_{\text{ном2}}, \text{А}$
ТВТ-110 -600/5	110	600	5
ТВ-35/600	35	600	5
ТВЛМ-10-100/5	10	100	5
ТПОЛ-10-1500/5	10	1500	5
ТОЛ-10-400/5	10	400	5
ТПШЛ-10/2000	10	2000	5

- Трансформатори напруги

Трансформатори напруги призначені для відділення від первинних ланцюгів високої напруги релейного захисту та ланцюгів вимірювання. Також, за допомогою трансформаторів напруги понижають високу напругу до стандартних значень (100 або $100/\sqrt{3} \text{ В}$).

На відміну від трансформатора струму, трансформатор напруги працює в режимі, приближеному до холостого ходу, оскільки опір паралельних котушок пристроїв та реле великий, а струм, який вони споживають малий. [13]

У залежності від призначення, трансформатори напруги можуть мати різні схеми з'єднання обмоток.

На підстанції встановлені трансформатори напруги таких типів:

ЗНОМ-35

З – потрібне заземлення; Н – трансформатор напруги; О – однофазний;

М – масляне охолодження; 35 – клас напруги, кВ.

НТМИ-10

Н – трансформатор напруги; Т – трифазний; М – масляне охолодження;

И – з додатковою обмоткою для контролю ізоляції.

Технічні характеристики наведені в таблиці 2.7

Таблиця 2.7 - Технічні характеристики трансформаторів напруги. [13]

Тип		НТМИ-10	ЗНОМ-35
Номінальна напруга, кВ	ВН	10	35
	СН	0,1	0,1
Номінальна потужність, ВА	0,5	150	150
	1	300	250
Гранична потужність, ВА		1000	1000
Маса пристрою, кг		87	92

2.8 Вимірювальні прилади

2.8.1 Облік електроенергії на підстанції

На електростанціях режим роботи основного та допоміжного обладнання контролюється контрольно-вимірювальними приладами (КВП).

На станціях та підстанціях за облік електроенергії відповідають системи АСКОЕ. АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії. Призначенням АСКОЕ є вимірювання, збирання, обробка, зберігання та відображення даних обліку електроенергії.

Прилади обліку розташовуються в приміщеннях підстанції в спеціально обладнаній комутаційній шафі. Необхідно проводити регулярний огляд приладів обліку, технічне обслуговування та регламентовані роботи, оскільки основна характеристика АСКОЕ – це цілодобовий, безперервний режим роботи.

У таблиці 2.8 наведено перелік контрольно-вимірювальних приладів на підстанції 110/35/10 кВ

Таблиця 2.8 - Перелік КВП на підстанції.

№	Ланцюг	Місце розташування	Перерахунок приладів	Примітка
1	Лінія 110 кВ	На лінії	Амперметр; ватметр, що фіксує прилад, використовуваний для визначення місця КЗ; розрахункові лічильники активної та реактивної потужності на тупикових споживчих лініях.	На лініях з двостороннім живленням ватметр та варметр з двосторонньою шкалою; два лічильники активної енергії зі стопорами.

Продовження таблиці 2.8

2	Лінія 35 кВ	На лінії	Амперметр, розрахункові лічильники активної та реактивної потужності на тупикових споживчих лініях.	Якщо по лічильниках не ведеться грошовий розрахунок, то лічильник реактивної потужності не встановлюється
4	Шини 10 кВ власних потреб		Вольтметр для вимірювання міжфазної напруги; вольтметр з перемиканням для вимірювання трифазних напруг;	-
5	Секційний вимикач		Амперметр	-

2.9 Власні потреби підстанції

На підстанціях електроенергію власних потреб приймають наступні пристрої: пристрої обігріву масляних вимикачів та шаф розподільчих пристроїв разом із встановленими в них апаратами та приладами; електродвигуни; системи охолодження трансформаторів; опалення приміщень; освітлення приміщень підстанції та її території.

Найвідповідальніші приймачі власних потреб – це пристрої системи управління, релейного захисту, сигналізації, автоматики та телемеханіки.

Цих приймачів називають найвідповідальнішими, оскільки від них залежить робота всього основного обладнання підстанції. Їх відключення навіть на короткий час призведе до часткової або повної зупинки роботи підстанції.

Для постачання електроенергії власних потреб використовують так звані трансформатори власних потреб (ТВП) із вторинною напругою 380/220 В, які живляться від збірних шин 10 кВ, а на тягових підстанціях від шин 35 кВ або 27,5 кВ.

Основний недолік схеми ТВП полягає в тому, що при пошкодженні шини РП, яка живить ТВП, зникає живлення споживачів власних потреб. Через це трансформатори власних потреб звичайно підключають до виводів низької напруги головних понижуючих трансформаторів – на ділянках між трансформатором та вимикачем.

2.10 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції

Всі трансформатори, встановлені на підстанції, обладнані наступними захистами:

- Газовим захистом (ГЗ);
- Струмовою відсічкою (СВ);
- Максимальним струмовим захистом (МСЗ);
- Диференційними захистами трансформаторів на ВН та НН (ДЗТ).

У свою чергу, всі ЛЕП обладнані:

- Диференційно-фазним захистом (ДФЗ);
- Струмовою відсічкою (СВ);
- Автоматикою повторного включення (АПВ);
- Дистанційним захистом (ДЗ);

- Максимальним струмовим захистом (МСЗ).

На даній підстанції встановлена наступна загальна та протиаварійна автоматика:

- АЧР (автоматика частотного розвантаження);
- АВР (автоматика вводу резерву);
- АПВ (автоматика повторного включення);
- АОПН (автоматика обмеження підйому напруги);
- АОПЧ (автоматика обмеження підйому частоти);
- АЗЗО (автоматика запобігання завантаженню обладнання);
- АОЗН (автоматика обмеження зниження напруги);
- ПРВВ (пристрій резервування відмови вимикача).

2.11 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції

Для того, щоб отримати максимальні струми КЗ, будемо розраховувати трифазне симетричне КЗ. Складемо розрахункову схему.

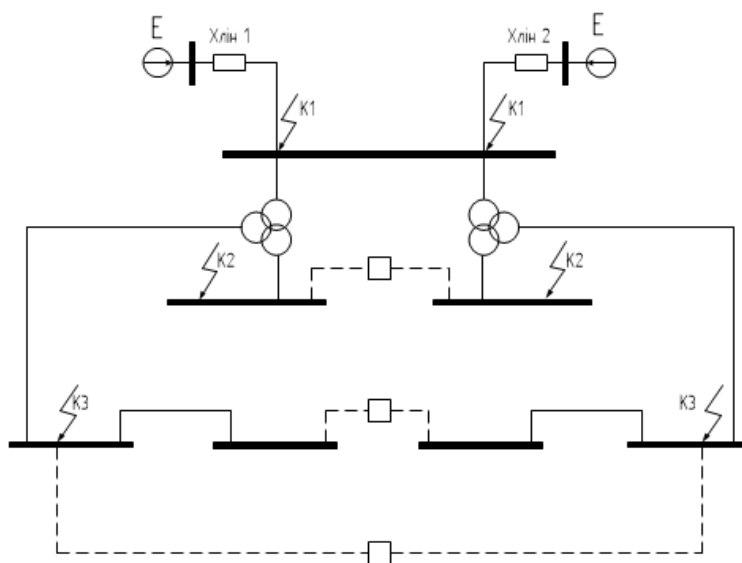


Рисунок 2.3 - Розрахункова схема для визначення параметрів схеми заміщення

Оскільки лінії на підстанції майже однакові, то схеми заміщення змінюватись не будуть.

Розрахунок у відносних одиницях. Базові величини:

1. потужність $S_b=1000$ МВА;
2. напруга в точці КЗ К1 $U_b=110$ кВ;
3. напруга в точці КЗ К2 $U_b=35$ кВ;
4. напруга в точці КЗ К3 $U_b=10$ кВ;
5. опір повітряних ліній $X_{\text{пл}}=0,4$ Ом;
6. довжина першої лінії $l_1=2$ км;
7. довжина другої лінії $l_2=1$ км.

Схема заміщення зображена на рис. 2.4.

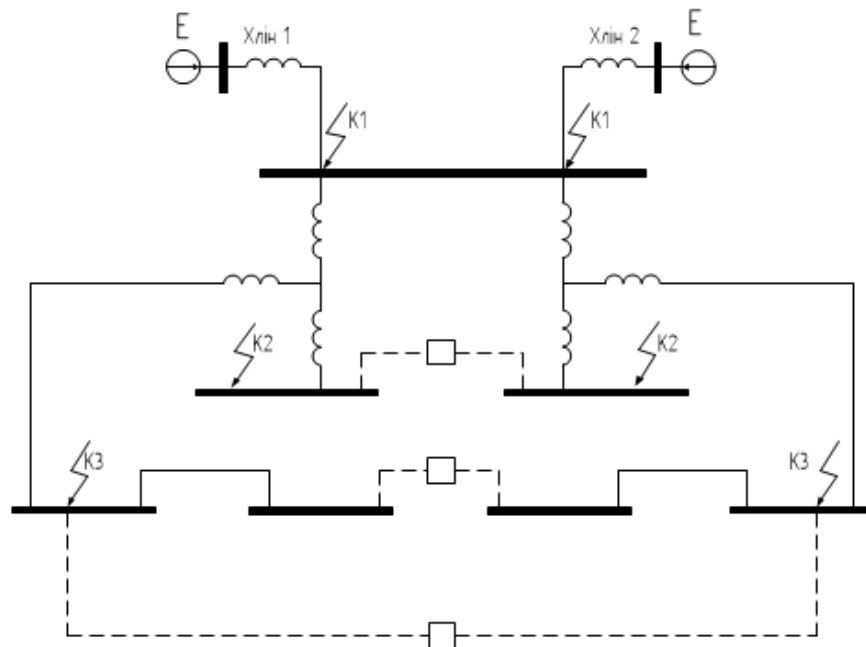


Рисунок 2.4 - Схема заміщення мережі

Оскільки маємо джерело нескінченної потужності, знайдемо базовий струм за формулою 2.1:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} * U_{\text{баз}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 110} = 5,24 \text{ (кА)} \quad (2.1)$$

За формуло 2.2 визначимо опір першої ділянки:

$$X_1 = l_1 * X_{\pi} = 2 * 0,4 = 0,8 \text{ (Ом)} \quad (2.2)$$

$$X_{\text{л1}} = X_1 * \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{ср1}}} = 0,8 * \frac{1000}{12100} = 0,066 \text{ (у. о.)}$$

За формуло 2.3 визначимо опір другої ділянки:

$$X_2 = l_2 * X_{\pi} = 1 * 0,4 = 0,4 \text{ (Ом)} \quad (2.3)$$

$$X_{\text{л2}} = X_2 * \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{ср2}}} = 0,4 * \frac{1000}{1225} = 0,327 \text{ (у. о.)}$$

Знайдемо опір трансформатора Т1:

$$X_{\text{Т1ВН}} = \frac{(U_{\text{ВНСН}} + U_{\text{ВННН}} - U_{\text{СННН}})}{200} * \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{базном}}} = \frac{10,5 + 17,5 - 6,5}{200} * \frac{1000}{40} = 2,688 \text{ (у. о.)}$$

$$X_{\text{Т1СН}} = \frac{(U_{\text{ВНСН}} + U_{\text{СННН}} - U_{\text{ВННН}})}{200} * \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{базном}}} = \frac{10,5 + 6,5 - 17,5}{200} * \frac{1000}{40} = -0,063 \text{ (у. о.)}$$

$$X_{\text{Т1НН}} = \frac{(U_{\text{СННН}} + U_{\text{ВННН}} - U_{\text{ВНСН}})}{200} * \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{базном}}} = \frac{6,5 + 17,5 - 10,5}{200} * \frac{1000}{40} = 1,688 \text{ (у. о.)}$$

$$X_{\text{Т1СН}} = 0 \text{ (у. о.)}$$

Оскільки трансформатори Т1 і Т2 мають однакові параметри, то опір Т2 буде таким самим.

Знайдемо струм КЗ в точці К1 за формулою 2.4: Е=1, Uб=110 (кВ)

$$I_1 = \frac{E}{X_{\text{л1}}} = \frac{1}{0,066} = 15,125 \text{ (у. о.)}$$

$$I_{\text{К1}} = I_1 * I_{\text{баз}} = 15,125 * 5,24 = 79,386 \text{ (кА)} \quad (2.4)$$

Знайдемо струм КЗ в точці К2 за формулою 2.5: Е=1, Uб=35 (кВ)

$$I_{\text{базК2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} * U_{\text{баз}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 35} = 16,496 \text{ (кА)}$$

$$I_2 = \frac{E}{X_{\text{Л2}} + X_{\text{Л1}} + X_{\text{Т1СН}} + X_{\text{Т1ВН}}} = \frac{1}{0,327 + 0,066 + 0 + 2,688} = 0,325 \text{ (у. о.)}$$

$$I_{\text{К2}} = I_2 * I_{\text{базК2}} = 0,325 * 16,496 = 5,355 \text{ (кА)} \text{ (2.5)}$$

Знайдемо струм КЗ в точці КЗ за формулою 2.6: $E=1$, $U_б=10$ (кВ)

$$I_{\text{базК3}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} * U_{\text{баз}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 10} = 57,735 \text{ (кА)}$$

$$I_3 = \frac{E}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Т1НН}} + X_{\text{Т1ВН}}} = \frac{1}{0,066 + 1,688 + 2,688} = 0,225 \text{ (у. о.)}$$

$$I_{\text{К3}} = I_3 * I_{\text{базК3}} = 0,225 * 57,735 = 13 \text{ (кА)} \text{ (2.6)}$$

Визначимо ударні струми при $K_{\text{ударний}} = 1,85$

$$K_{\text{удК1}} = K_{\text{ударний}} * \sqrt{2} * I_{\text{К1}} = 1,85 * \sqrt{2} * 79,386 = 207,696 \text{ (кА)}$$

$$K_{\text{удК2}} = K_{\text{ударний}} * \sqrt{2} * I_{\text{К2}} = 1,85 * \sqrt{2} * 5,355 = 14,012 \text{ (кА)}$$

$$K_{\text{удК3}} = K_{\text{ударний}} * \sqrt{2} * I_{\text{К3}} = 1,85 * \sqrt{2} * 13 = 34,012 \text{ (кА)}$$

2.12 Перевірочний вибір обладнання підстанції

Усе обладнання підстанції має надійно працювати за тривалих нормальних режимів та мати достатню термічну та динамічну стійкість, у разі виникнення короткого замикання. Через це, необхідною є перевірка відповідності параметрів обладнання аварійним та робочим режимам. Розрахункові умови – це найважчі умови, які можуть виникнути при експлуатації обладнання.

Апарати перевіряються на термічну стійкість шляхом порівняння обчисленого теплового імпульсу з квадратом номінального струму та

номінального часу термічної стійкості. Пристрій придатний для використання, якщо виконується умова:

$$B_k \leq I_{T.H.}^2 \tau_{T.H.}, \text{ де } I - \text{ номінальний струм термічної стійкості.}$$

2.12.1 Перевірка вимикачів

Вимикачі вибираються по наступних умовах:

- по напрузі установки : $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;
- по тривалому номінальному струму :

$$I_{ном} \geq I_{нрм.расч.} ; \quad I_{вкл.} \geq I_{н0} ; \quad i_{вкл.} \geq i_{уд.} ; \quad I_{вкл.} \geq I_{н0} ; \quad i_{нр.скв.} \geq i_{уд.} ;$$

- по термічній стійкості $I_T^2 t_T \geq B_K$

На підстанції 110/35/10 кВ «Теремки», на РП 35 кВ від силових трансформаторів встановлені вимикачі МКП-35/1000, а на РП 10 кВ ВМП-10к/3000. Визначимо характеристики даних вимикачів по довіднику:

МКП-35/1000

$U_n=35 \text{ кВ};$ $I_{дин}=20 \text{ кА}$

$I_n=1000 \text{ А};$ $I_{терм}=25 \text{ кА};$

$I_{відкл.}=20 \text{ кА};$ $T_{терм}=4 \text{ с.}$

де U_n – номінальна напруга вимикача; I_n – номінальний струм вимикача; $I_{відкл.}$ – номінальний струм відключення; $I_{дин}$ – граничний крізний струм; $I_{терм}$ – граничний струм термічної стійкості; $T_{терм}$ – час дії струму термічної стійкості.

Виконаємо перевірку вимикача на електродинамічну стійкість за умовами:

$I_{по} \leq I_{дин}$, де $I_{по}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання в ланцюзі вимикача;

$$14,012 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$$

Перевірка вимикача на термічну стійкість

$$B_{розрах} \leq I_{терм}^2 * T_{терм}$$

$$W_{\text{РОЗРАХ}} = I_{\text{П.ФАКТ}}^2 * (T_{\text{ВІДКЛ}} + T_A) = 14,012^2 * (0,05 + 0,03) = 68,78 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$$W_{\text{КАТ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2 * T_{\text{ТЕРМ}} = 20^2 * 4 = 1600 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$68,78 \text{ кА}^2 * \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 * \text{с}$, отже, вимикач відповідає умовам термічної стійкості.

ВМП-10к/3000

$U_N=10 \text{ кВ};$ $I_{\text{дин}}=45 \text{ кА}$

$I_N=2000 \text{ А};$ $I_{\text{терм}}=45 \text{ кА};$

$I_{\text{відкл.}}=45 \text{ кА};$ $T_{\text{терм}}=3 \text{ с.}$

Виконаємо перевірку вимикача на електродинамічну стійкість

$$34,012 \text{ кА} \leq 45 \text{ кА}$$

Перевірка вимикача на термічну стійкість

$$W_{\text{РОЗРАХ}} \leq I_{\text{ТЕРМ}}^2 * T_{\text{ТЕРМ}}$$

$$W_{\text{РОЗРАХ}} = I_{\text{П.ФАКТ}}^2 * (T_{\text{ВІДКЛ}} + T_A) = 34,012^2 * (0,12 + 0,03) = 485,86 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$$W_{\text{КАТ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2 * T_{\text{ТЕРМ}} = 20^2 * 4 = 6075 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$485,86 \text{ кА}^2 * \text{с} \leq 6075 \text{ кА}^2 * \text{с}$, отже, вимикач відповідає умовам термічної стійкості.

Висновки

У даному розділі було надано повну характеристику підстанції 110/35/10 кВ. Був проведений опис обладнання, встановленого на підстанції. Все встановлене обладнання відповідає нормам ПУЕ. Також, було проведено розрахунок струмів короткого замикання та здійснена перевірка обладнання, згідно результатів розрахунку.

3 ЗАСОБИ АВР НА ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

Автоматичне введення резерву на підстанціях – це захисна автоматика, яка призначена для якнайшвидшого відновлення живлення споживачів у разі виникнення аварії на самій підстанції, чи на лініях, які живлять дану підстанцію.

На підстанції 110/35/10 кВ живлення вузлів навантаження відбувається від двох незалежних джерел, тому доцільним є використання схеми багатостороннього автоматичного введення резерву. (рис. 3.1)

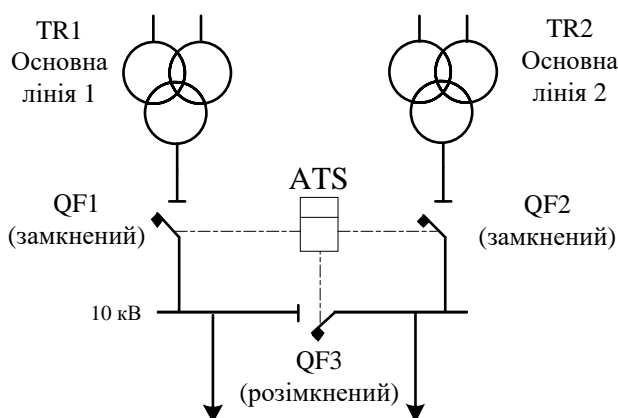


Рисунок 3.1 – Схема АВР, яка використовується на підстанції

У нормальному режимі роботи силові трансформатори підстанції працюють паралельно, вимикачі на живлячих лініях (QF1 та QF2) знаходяться в замкненому положенні. Між секціями 10 кВ встановлений секційний вимикач QF3 в розімкненому положенні. Розглянемо ситуацію, коли на живлячій лінії TR2 внаслідок аварії зникає напруга. Всі споживачі, які живляться через вимикач QF2 втрачають електропостачання. Блок управління АВР починає відлік витримки часу. Дана витримка необхідна для того, щоб пристрій автоматичного повторного включення (АПВ) підстанції завершив один цикл спрацювання, і тим самим зробив перевірку КЗ на стійкість. Якщо за заданий час живлення на лінії не відновилось, то з блоку управління подається сигнал на розмикання вимикача

QF2. Далі з мінімальною витримкою часу подається команда на замикання вимикача QF3, який відновлює живлення відключених споживачів через лінію TR1. Повний цикл відновлення живлення займає 0-5 с. Якщо сумарне навантаження з обох секцій перевантажує силовий трансформатор, то блок АВР починає алгоритм відключення неперіоритетних споживачів, який задається в самому блоці управління. Даний алгоритм необхідний для розвантаження силового трансформатора, що в свою чергу дасть можливість зберегти живлення для споживачів 1-ї категорії.

Після відновлення живлення на пошкодженій лінії TR2, автоматично запускається процедура автовідновлення живлення. На секційний вимикач QF3 подається команда на розмикання, з витримкою часу до 30 хв. Така велика витримка задається для того, щоб впевнитись в стабільній роботі відновленої лінії. Після даної витримки, вимикач розмикається, і з мінімальною витримкою часу замикається вимикач QF2. Схема переведена в нормальний режим роботи.

3.1 Блок керування АВР

На підстанції 110/35/10 кВ «Теремки» для реалізації АВР використовується мікропроцесорний блок управління фірми ABB типу ATS022. Даний пристрій розрахований на максимальну напругу 480В, тому щоб встановити його на стороні 10 кВ на підстанції використовується трьох обмотковий трансформатор напруги типу НТМВ-10, який понижає напругу до значення 100В. [16] Також, для швидкої роботи даного блоку, разом з ним застосовуються автоматичні вакуумні вимикачі фірми ABB типу VD4. Інтерфейс управління та індикація виконані у вигляді графічного дисплея. Крім цього, блок ATS має можливість обміну даними за протоколом ModBus RTU. Це дає змогу дистанційно керувати блоком, задавати уставки, обирати логіку спрацювання та зчитувати параметри мережі.

Для забезпечення обміну інформацією за протоколом ModBus RTU, пристрій необхідно обладнати додатковим джерелом живлення. [15]

На рис. 3.2 зображено блок управління АВР типу ATS022



Рисунок 3.2 – Блок управління АВР типу ATS022 [15]

У табл. 3.1 наведено основні технічні характеристики блоку управління АВР типу ATS022.

Таблиця 3.1 – Основні технічні характеристики блоку управління АВР типу ATS022 [16].

Параметри	Числові значення
Максимальна лінійна напруга, В	480
Максимальна фазна напруга, В	277
Додаткове живлення, В	24 - 110
Частота, Гц	50/60
Категорія перенапруги	III

Продовження таблиці 3.1

Споживаюча потужність, Вт	12
Ступінь захисту IP	IP20, панель IP41
Робоча температура, °C	-20...+60

На рис. 3.3 зображено інтерфейс пристрою.

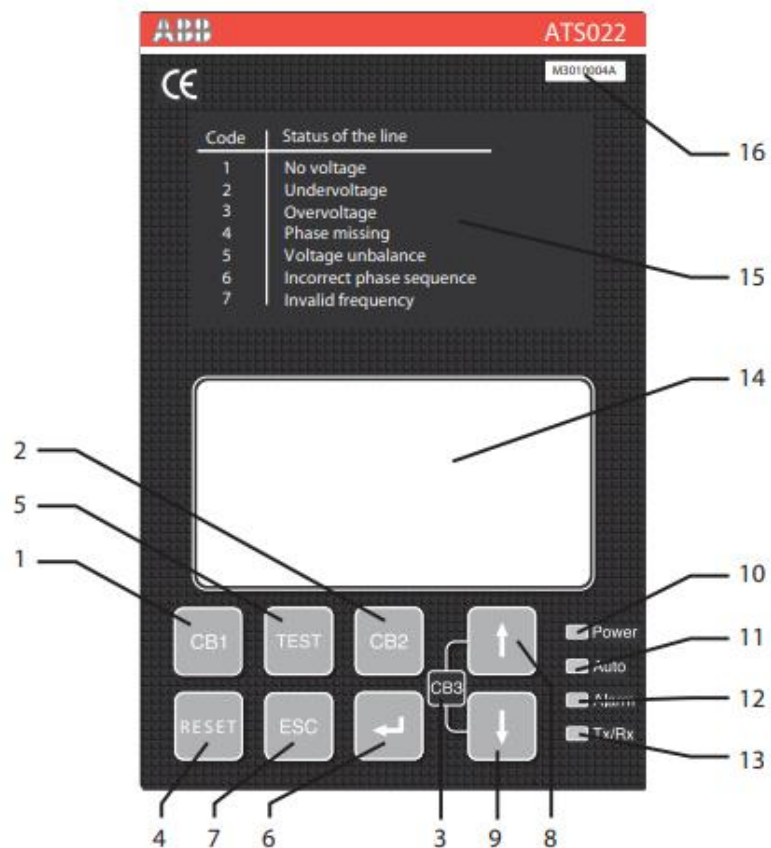


Рисунок 3.3 – Інтерфейс блоку управління АВР типу ATS022 [16]

У табл. 3.2 приведений опис інтерфейсу передньої панелі пристрою, спираючись на рис. 3.3.

Таблиця 3.2 – Опис інтерфейсу пристрою ATS022. [16]

№	Опис
1.	CB1: кнопка для вкл./викл. автоматичного вимикача CB1
2.	CB2: кнопка для вкл./викл. автоматичного вимикача CB2
3.	CB3: графічна індикація процедури вкл./викл. автоматичного вимикача CB3
4.	RESET: вибір режиму керування (авто/ручний) та скидання аварій
5.	TEST: вмикання режиму тестування
6.	ENTER: підтвердження дії
7.	ESC: назад
8.	UP: переміщення вгору по меню
9.	DOWN: переміщення вниз по меню
10.	Світлодіод POWER: показує наявність живлення
11.	Світлодіод AUTO: вказує на обраний режим роботи (авто/ручний)
12.	Світлодіод ALARM: вказує на наявність аварії
13.	Світлодіод Tx/Rx: показує стан передачі даних
14.	Графічний дисплей
15.	Коди стану ліній живлення (розшифровка збоїв)
16.	Серійний номер

Окрім схеми з двома незалежними джерелами живлення та двома трансформаторами, суть роботи якої було описано вище, блок ATS може контролювати системи з такими конфігураціями, як зображено на рис. 3.4

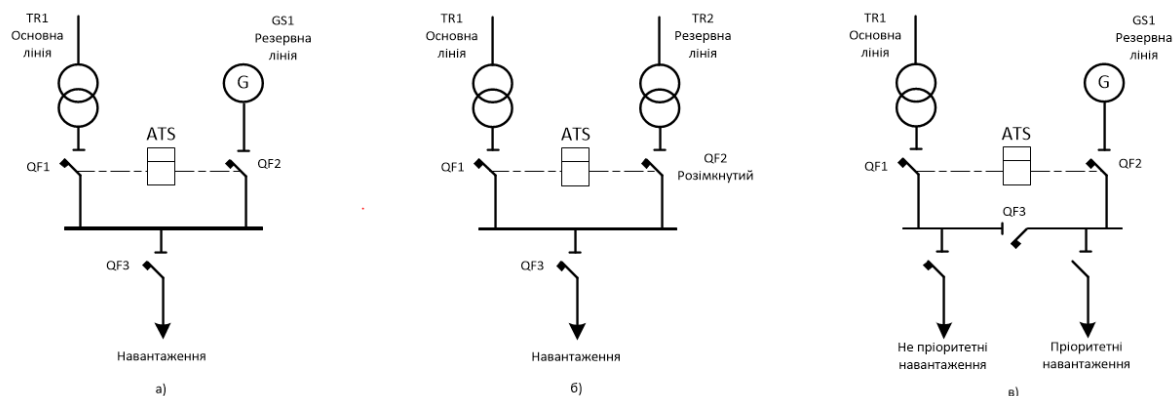


Рисунок 3.4 – Конфігурації схем, в яких може працювати блок управління типу ATS022 [15]

1. Трансформатор на основній лінії живлення і генератор на резервній (Див. рис. 3.4.а). У нормальному режимі така підстанція живиться через лінію TR1, а резервна лінія GS1 з генератором, розрахованим на таку ж потужність як і трансформатор, відключена. При цьому QF2 відключений, QF1 включений. У разі аварії, блок ATS подає команду на запуск генератора. Після цього відразу запускається витримка часу на запуск генератора TS. Як тільки проходить відведений час, блок ATS розмикає вимикач QF1(бо генератор вже запущений) та замикає QF2 з мінімальною витримкою часу TCE. Живлення здійснюється через вимикач QF2. Після відновлення живлення на основній лінії запускається автоповернення. Витримується уставка TBS для перевірки стабільності живлення основної лінії, далі розмикається вимикач QF2 та з мінімальною витримкою TCN

подається живлення на основну лінію через вимикач QF1. На рис. 3.5 зображена часова діаграма циклу АВР.

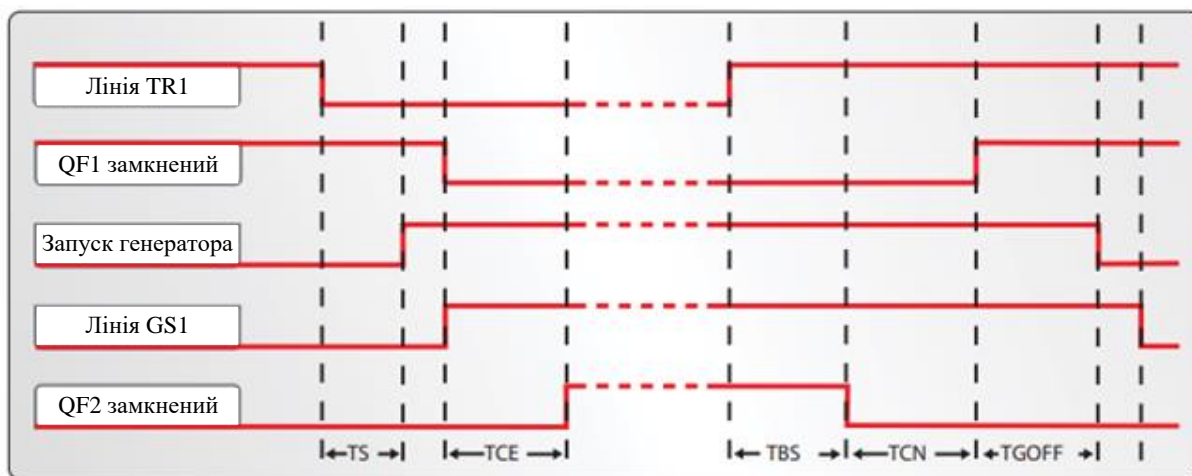


Рисунок 3.5 – Часова діаграма циклу АВР для випадку №1 [16]

2. Трансформатор на основній лінії живлення і трансформатор на резервній (Див. рис. 3.4.б). Все виконується аналогічно попередньому прикладу, тільки швидше, оскільки тепер живлення на резервній лінії є постійно і не треба чекати запуску генератора. На рис. 3.6 зображено часову діаграму для даного випадку.

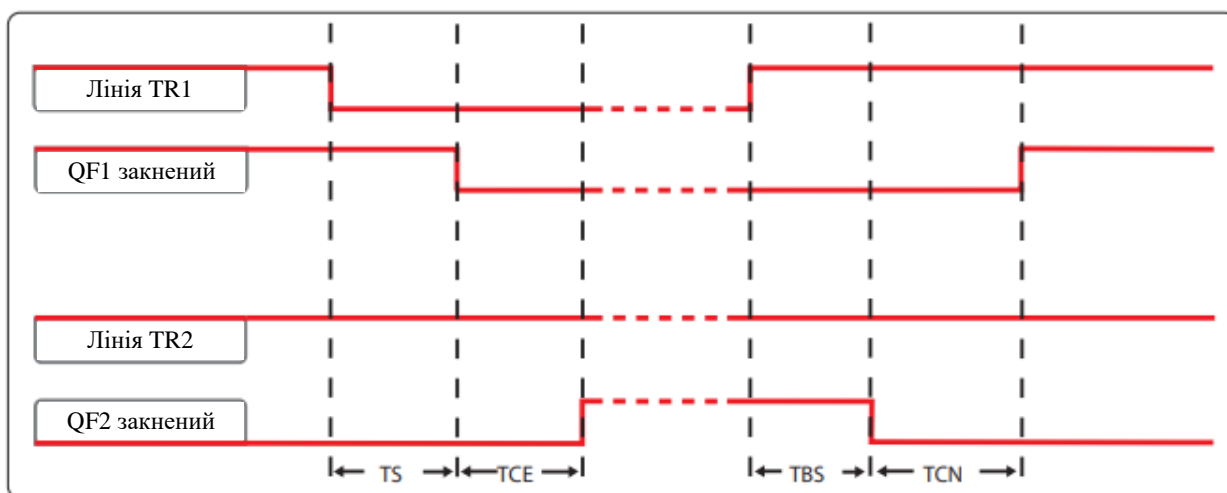


Рисунок 3.6 – Часова діаграма циклу АВР для випадку №2 [16]

3. Застосування секційного вимикача для відключення не пріоритетних навантажень (Див. рис. 3.4.в). При такій конфігурації схеми, в нормальному режимі роботи вимикач QF2 розімкнений, QF1 та QF3 замкнені, живлення через основну лінію TR1. Але відмінністю тут є те, що генератор розрахований на живлення тільки пріоритетних навантажень, тому його потужність зазвичай менша, ніж у трансформатора. У такому випадку, при аварії блок ATS дає сигнал на запуск генератора та починає відлік витримки часу TS. Після витримки часу подаються сигнали на відключення вимикачів QF1 та QF3. Далі з мінімальною витримкою часу TCE вмикається вимикач на резервній лінії QF2. Таким чином від резервної лінії живляться тільки пріоритетні споживачі через вимикач QF2. Коли живлення на основній лінії TR1 відновлено, блок автоматично починає автоповернення. Запускається витримка часу на перевірку стабільності живлення TBS, після чого вимикач QF2 розмикається, а QF3 – замикається. Далі з мінімальною витримкою часу TCN замикається вимикач QF1, і живлення відновлено для всіх споживачів через основну лінію. Після цього блок запускає витримку часу TGoff, щоб швидко повернутись на резерв у разі нової аварії на основній лінії. На рис. 3.7 зображено часову діаграму для даного випадку.

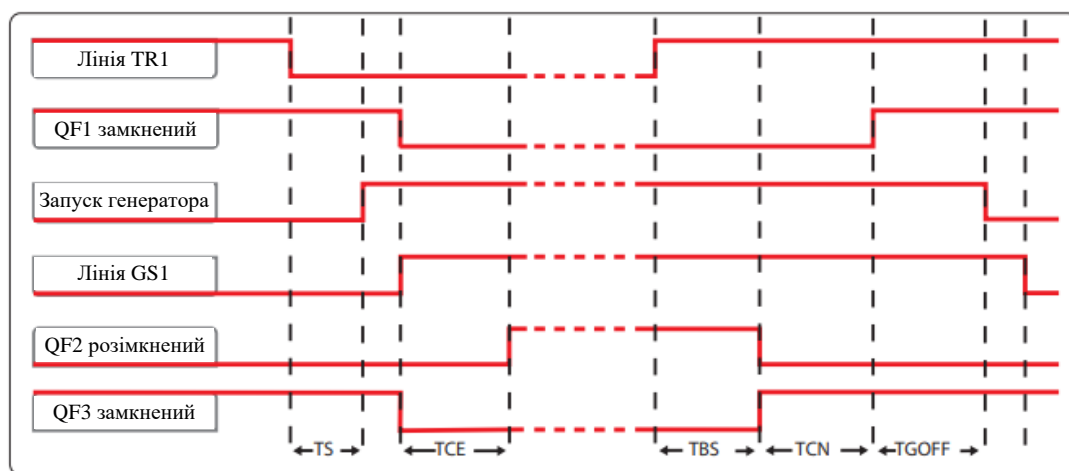


Рисунок 3.7 – Часова діаграма циклу АВР для випадку №3 [16]

3.2 Пускові органи

Блок управління АВР запускає процедуру введення резерву, якщо виникає один з наступних збоїв, які визначаються за допомогою внутрішніх датчиків самого пристрою: [15]

1) Контроль значень максимальної та мінімальної напруги.

Для контролю максимальної та мінімальної напруги використовуються відповідні реле максимальної та мінімальної напруги. Але для пристрою ATS022 встановлення додаткових реле не потрібно, бо увесь контроль він проводить сам. Для запуску АВР необхідно просто задати в пристрій визначені уставки спрацювання. На рис. 3.8 зображено характеристику контролю максимальної та мінімальної напруги.

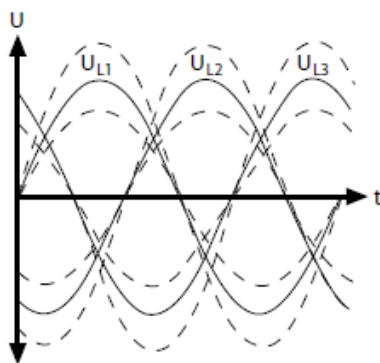


Рисунок 3.8 – Характеристика контролю максимальної та мінімальної напруги [15]

При виборі мінімальної напруги, доцільно було б задати спрацювання при повному її зникненні, але це призведе до вповільнення дії АВР. Тому, вибирається значення в межах $(-35\% \dots -10\%)U_H$.

Вибір максимальної напруги здійснюється в межах $(+10\% \dots +35\%)U_H$.

2) Контроль значень максимальної та мінімальної частоти.

Якщо на підстанції встановлені синхронні двигуни для пришвидшення дії АВР, то додатково задається уставка на контроль зниження або збільшення частоти. Мінімальна задається в межах $(-10\% \dots -1\%)f_H$, максимальна - $(+1\% \dots +10\%)f_H$. На рис. 3.9 зображено характеристику контролю максимальної та мінімальної частоти.

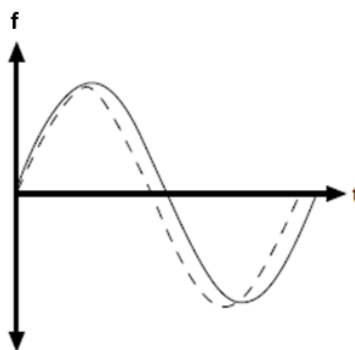


Рисунок 3.9 – Характеристика контролю максимальної та мінімальної частоти [15]

3) Обрив фаз або небаланс напруг

Для виявлення кожного з цих двох збоїв, ніякі уставки не задаються. Блок автоматично веде контроль стану підстанції, і в разі виявлення одного з них, з певною витримкою часу запустить в дію АВР.

3.3 Розрахунок уставок АВР

Окрім вибору уставок для пускових органів АВР, необхідно застрахувати пристрій від зайвих спрацювань. Наприклад, щоб при нестійкому КЗ на одній з живлячих ліній, яке усувається пристроями АПВ, не було переведення споживачів на резервне живлення. Це досягається шляхом розрахунку витримок часу, які потім задаються в самому блоці. У табл. 3.3 наведено всі витримки часу, які задаються в пристрої.

Таблиця 3.3 – Витримки часу, які задаються в пристрої [15]

Позначення	Опис	Діапазон	Примітки
TS	Витримка часу перед відключенням вимикача основної лінії	(0...30)c	Бажано задати декілька секунд щоб запобігти випадкового спрацювання
TCE	Витримка часу перед замиканням вимикача на резервній лінії	(0...60)c	Бажано обирати як можна меншою, для пришвидшення роботи АВР
TBS	Витримка часу перед розмиканням вимикача на резервній лінії (процедура автоповернення)	0c...30хв	Витримка має бути як можна більшою, для впевненості в стабільності роботи основної лінії
TCN	Витримка часу до включення вимикача на основній лінії	(0...60)c	Витримка часу має бути як можна меншою, для пришвидшення відновлення живлення
ТС	Витримка часу до включення СВ	(0...60)c	-

Продовження таблиці 3.3

TGoff	Витримка часу зупинки генератора	0с...30хв	Обирається більшим для швидкого повернення на резерв, в разі нової аварії на основній лінії
-------	-------------------------------------	-----------	--

Виконаєм розрахунок уставок АВР для сторони 10 кВ:

- *Розрахунок уставку мінімальної напруги спрацювання [15]*

Мінімальна напруга спрацювання визначається за формулою 3.1:

$$U_{\text{м.н.}} = (-35\% \dots -10\%) U_{\text{н}} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ} \quad (3.1)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга, кВ.

Отже, блок управління АВР запустить цикл АВР при зниженні напруги на 3 кВ і більше від номінальної.

Розрахунок уставки по частоті не ведеться, бо на даній підстанції не встановлено синхронних двигунів для пришвидшення дії АВР.

- *Розрахунок витримок часу для циклу АВР [19]*

Знайдемо витримку часу перед відключенням вимикача пошкодженої лінії (TS) за формулою 3.2:

$$TS = t_1 + \Delta t \quad (3.2), \text{ де}$$

t_1 – найбільший час спрацювання захисту приєднань шин високої напруги з врахуванням однократної дії АПВ, не більше 1,3 с.

Δt – ступінь селективності, для мікропроцесорних пристроїв 0,3 с.

$$TS = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ с.}$$

Витримка часу до вмикання секційного вимикача (ТС) обирається як можна меншою з діапазону (0...60) с, тому $TC = 0,3 \text{ с.}$

Отже, повний цикл спрацювання АВР становить 1,9 с.

На рис. 3.10 зображено робота циклу АВР із використанням обрахованих уставок спрацювання.

У нормальному режимі роботи вимикачі QF1 та QF2 замкнено, секційний вимикач QF3 – розімкнено. (рис. 3.10)

На лінії живлення TR1 рівень напруги падає нижче значення $30\%U_n$. Спрацьовує пусковий орган АВР по напрузі. Блок ATS запускає витримку часу $TS = 1,6 \text{ с}$ для спрацювання АПВ та іншої захисної автоматики. Оскільки АПВ змогло увімкнути лінію, то блок подав сигнал на розмикання вимикача QF1. Далі з мінімально можливою витримкою часу $TC = 0,3 \text{ с}$, замикається секційний вимикач QF3, який відновлює живлення на відключеній секції. Цикл АВР завершено через 1,9 с після аварії.

Після відновлення живлення на лінії TR1, в автоматичному порядку блок запускає процедуру автоповернення. Запускається відлік витримки часу TBS, яка триває 5 хв. Така велика витримка необхідна для того, щоб впевнитись в стабільності роботи відновленої лінії. Після завершення витримки, передається сигнал на розмикання секційного вимикача QF3. Далі з мінімальною витримкою часу TCN, яка дорівнює 0,3 с, вмикається вимикач QF1. Відновлена робота підстанції в нормальному режимі. Загальний час автоповернення 5 хв і 0,3 с.

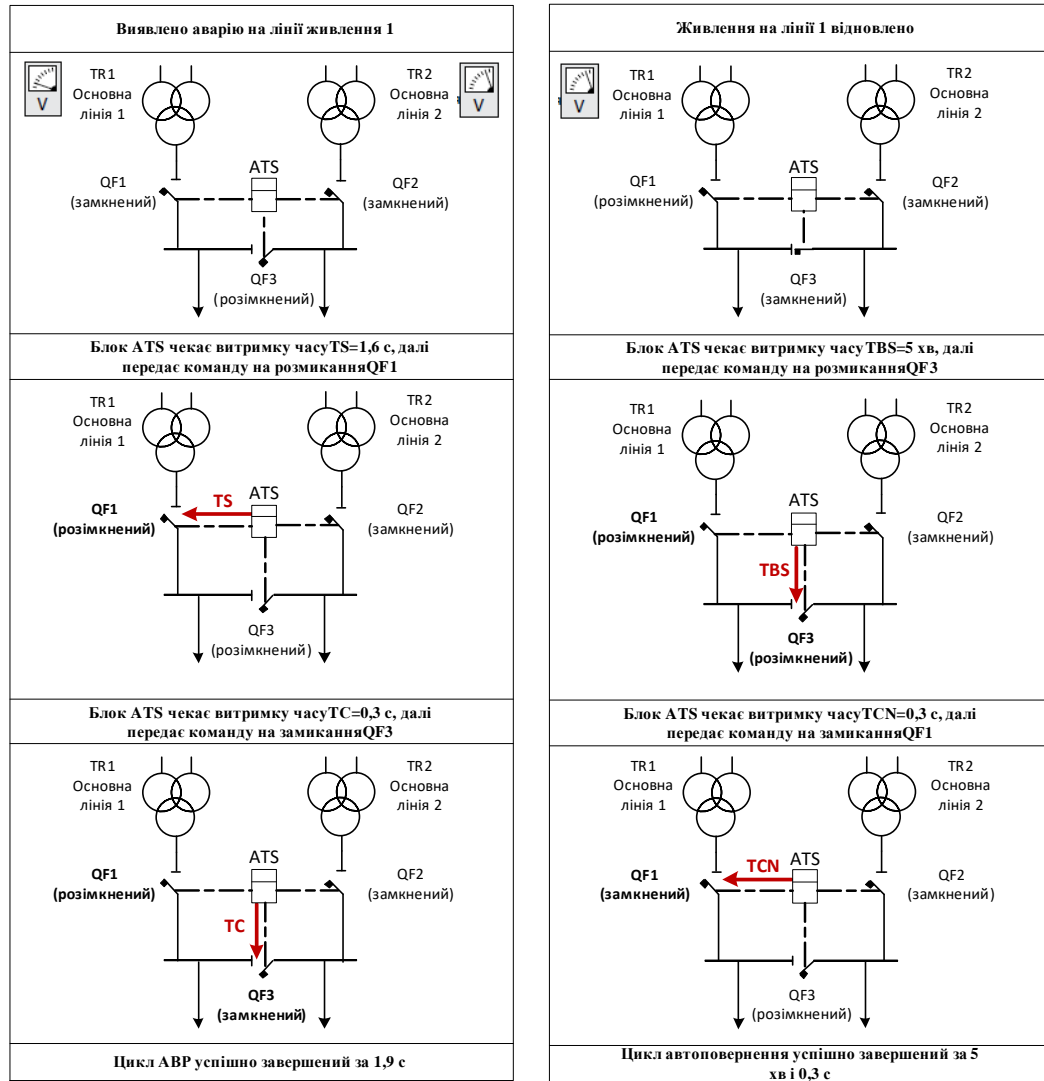


Рисунок 3.10 – Робота блока управління АВР із заданими уставками

Висновок

У даному розділі було описано засоби та пристрої автоматичного введення резерву (АВР), які використовуються на підстанції 110/35/10 кВ «Теремки».

Був детально описаний блок керування пристроєм АВР та пускові органи, які приводять його в дію. Розраховані уставки для даного пристрою, наведена робота блоку із заданням розрахованих уставок.

4 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

4.1 Модель схеми підстанції в середовищі Power Factory

Програмне середовище Power Factory, написане DigSILEN (Digital Simulation of Electric Networks), призначене для розрахунку та аналізу передавальних, розподільчих та промислових електроенергетичних систем. [20]

Програма включає в себе єдину базу даних для всього необхідного обладнання в енергосистемі (наприклад, дані ліній, генераторів, трансформаторів, дані захистів і т.д.). Це означає, що Power Factory може з легкістю виконувати всі функції імітації потужності в одному програмному середовищі. Основні з таких функцій – це розрахунок короткого замикання, розрахунок усталеного режиму та розрахунок стійкості системи. [20]

Призначення розрахунку усталеного режиму (УР): [20]

1. Розрахувати навантаження в гілках, визначити загальні втрати в енергетичній системі;
2. Проаналізувати аварійні ситуації та оцінити безпеку мережі;
3. Розрахувати початкові умови для моделювання коротких замикань в мережі чи стійкості енергосистеми;
4. Визначення в автоматичному режимі ОПВ (оптимального повторного включення) системи
5. Оптимізувати енергосистему, тобто зменшити загальні втрати.

За допомогою моделювання в середовищі Power Factory, можливо провести оцінку процесів, що спостерігаються в мережі. У ході виконання завдання, в даному програмному забезпеченні було створено модель трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ. На рис. 4.1 зображено модель підстанції в нормальному режимі роботи, яка виконана в програмі Power Factory.

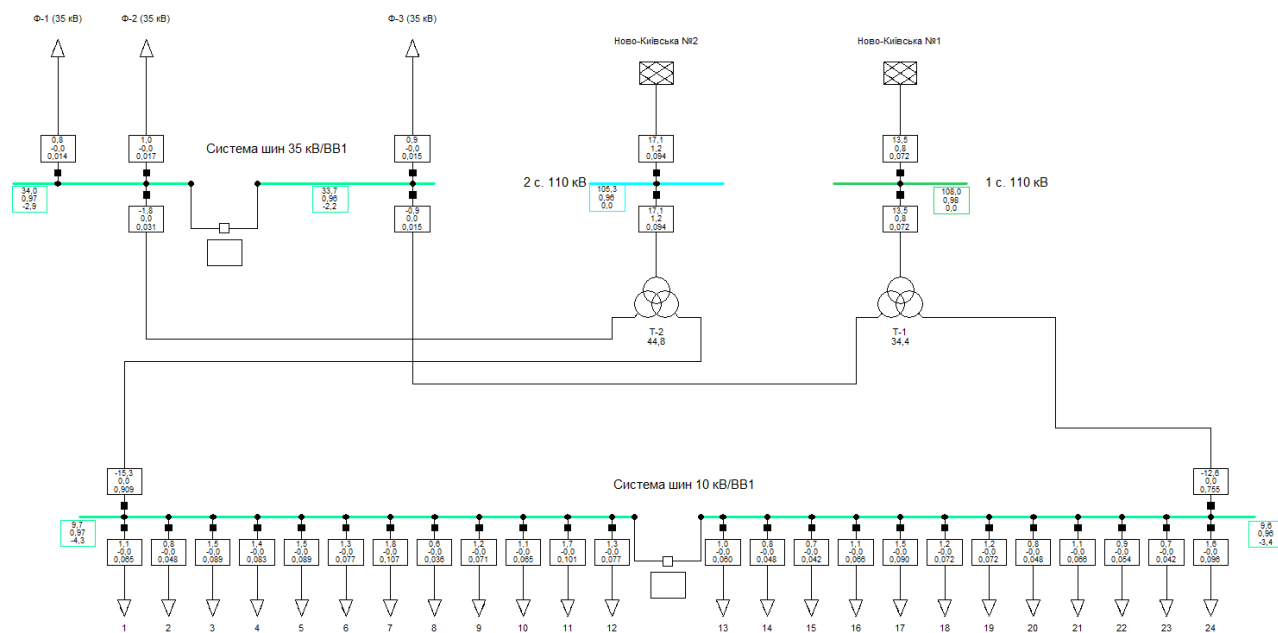


Рисунок 4.1 – Модель ПС в нормальному режимі роботи в середовищі Power Factory

Модель підстанції складається з двох незалежних шин 110 кВ, через які відбувається живлення підстанції від двох незалежних джерел нескінченної потужності «Ново-Київська №1» та «Ново-Київська №2».

Системи шин 35 кВ, між секціями якої встановлено секційний вимикач (СВ). Даний СВ в нормальному режимі роботи підстанції знаходиться в положенні «Розімкнено». Напруги на секціях 35 кВ знаходяться в заданих межах.

Система шин 10 кВ складається з двох секцій, які мають по 12 фідерів навантаження кожна. Секції з'єднані між собою секційним вимикачем, який при нормальному режимі роботи розімкнений. Напруги на секціях знаходяться в заданих межах.

Два силові трьох обмоткові трансформатори Т-1 та Т-2 завантажені на 34,4% та 44,8% відповідно. Відпайки трансформаторів знаходяться в положенні «2».

Виконано розрахунок усталеного режиму (УР) при нормальній роботі підстанції. Всі напруги знаходяться в заданих межах, силові трансформатори не перевантажені. Результати розрахунку УР наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунку УР в нормальному режимі роботи

№ шини	Номінальна напруга, кВ	Розрахункове значення, кВ	Розрахункове значення, в.о.
1 с.ш.	10	9,7186	0,97186
2 с.ш.	10	9,63119	0,96311
1 с.ш.	35	34,0263	0,97218
2 с.ш.	35	33,7167	0,96333

В табл. 4.2 наведено параметри трансформаторів.

Таблиця 4.2 – Параметри трансформаторів

Назва	Напруга ВН, U, в.о.	Напруга СН, U, в.о.	Напруга НН, U, в.о.	Завантаженість трансформаторів, %
Т-1	0,9818182	0,9633365	0,9631196	34,43191
Т-2	0,9572728	0,9721808	0,9718696	44,77712

На рис. 4.2 зображено модель підстанції в режимі ремонтної схеми. Силовий трансформатор Т-2 виведено в ремонт. Секційні вимикачі між секціями 35 кВ та 10 кВ знаходяться в положеннях «Замкнено». Живлення підстанції здійснюється через силовий трансформатор Т-1. Рівні напруги всіх секцій знаходяться в заданих межах, завдяки перемиканню відпайки трансформатора в положення «1».

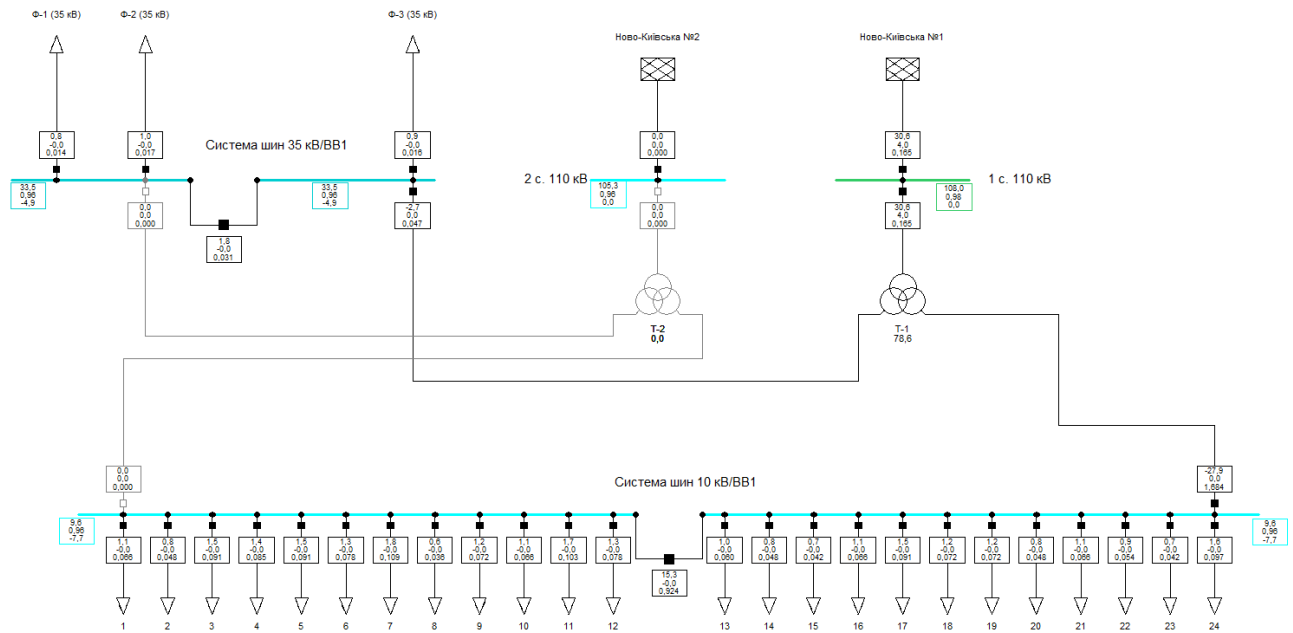


Рисунок 4.2 – Модель підстанції в режимі ремонтної схеми в середовищі
Power Factory

В табл. 4.3 наведено результати розрахунку УР підстанції в режиму ремонтної схеми.

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку УР в умовах ремонтної схеми

№ шини	Номінальна напруга, кВ	Розрахункове значення, кВ	Розрахункове значення, в.о.
1 с.ш.	10	9,56485	0,95757
2 с.ш.	10	9,56485	0,95757
1 с.ш.	35	33,51498	0,95757
2 с.ш.	35	33,51498	0,95757

У табл. 4.4 наведено параметри трансформатора Т-1 для даного випадку.

Таблиця 4.4 – Параметри трансформатору Т-1

Назва	Напруга ВН, U, В.О.	Напруга СН, U, В.О.	Напруга НН, U, В.О.	Завантаженість трансформаторів, %
Т-1	0,9818182	0,957571	0,956485	78,57

4.2 Моделювання усталених та перехідних режимів роботи підстанції в умовах нормальної та ремонтної схеми

4.2.1 Моделювання за умови нормальної схеми підстанції

- КЗ на шині 35 кВ

На 1 с.ш. 35 кВ на 2-й секунді досліді сталося коротке замикання. На рис. 4.3 та 4.4 зображено характеристику зміни струму та потужності при КЗ на підстанції.

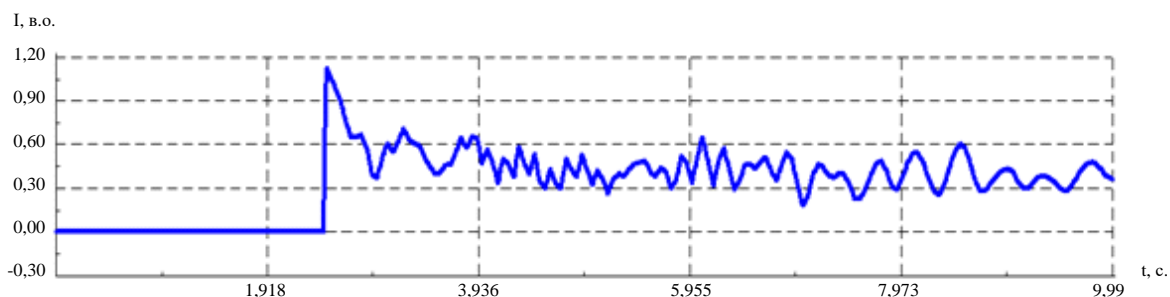


Рисунок 4.3 – Характеристика зміни струму при КЗ на шині 35 кВ

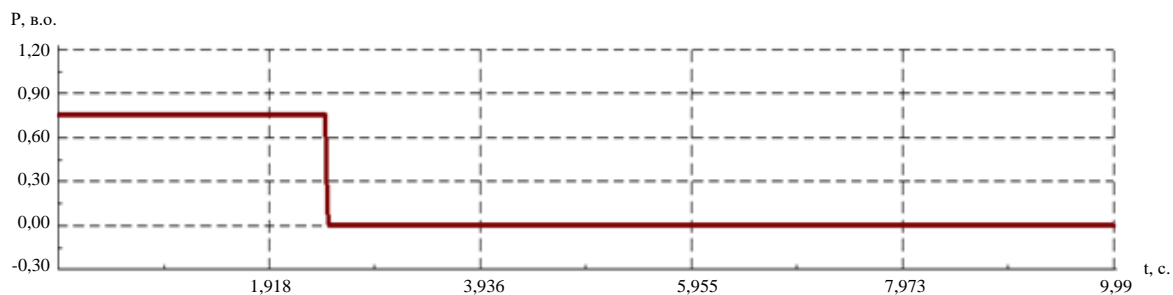


Рисунок 4.4 – Характеристика зміни потужності при КЗ на шині 35 кВ

– Збільшення навантаження на шині 35 кВ

На шині 35 кВ на 5-й та 6-й секундах значно збільшилось навантаження. У наслідок цього рівень напруги однаково знизився на шині 35 кВ та 10 кВ. Оскільки напруга все ще залишається в межах норми, то ніякі засоби для відновлення її рівня не застосовуються. Характеристика зміни напруг наведена на рис. 4.5.

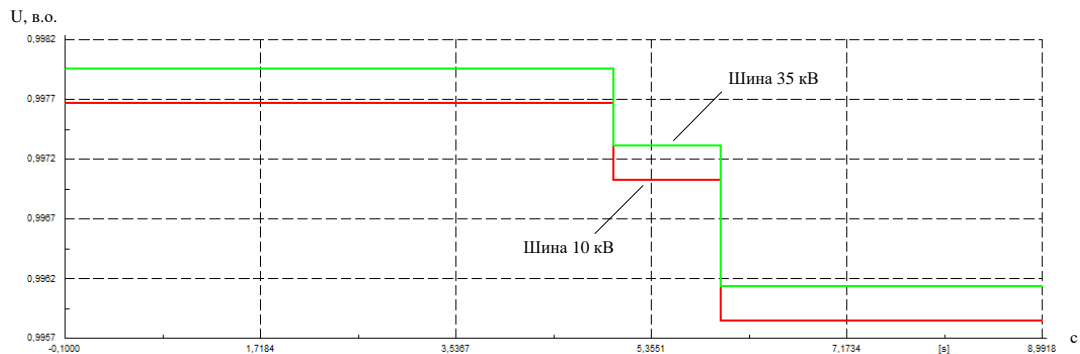


Рисунок 4.5 – Характеристика зміни напруг при збільшенні навантаження на стороні 35 кВ

– Збільшення навантаження на шині 10 кВ

Промодельюємо різке збільшення навантаження на 200% на 7-й секунді на 2 с.ш. 10 кВ. Напруга на шині знизилась нижче допустимих норм (+/- 5%). У даному випадку спрацював пристрій регулювання під навантаженням (РПН) силового трансформатора Т-2, який шляхом перемикання трьох відгалужень зміг встановити нормальний рівень напруги. На рис. 4.6 характеристику зміни напруги при регулюванні.

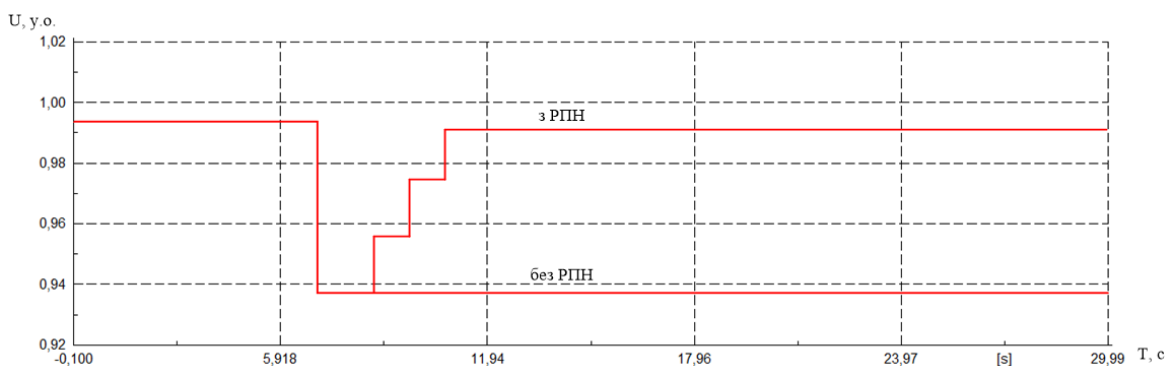


Рисунок 4.6 – Характеристика зміни напруги при регулюванні

– *Виконаємо моделювання нестійкого КЗ на 2 с.ш. 10 кВ*

Коротке замикання виникло на 4 секунді, в цей час напруга на шині різко знизилась. Через 0,8 с спрацювало автоматичне повторне вмикання (АПВ), яке увімкнуло шину в мережу, рівень напруги відновився до початкового значення. Виконавши розрахунок, було отримано наступні значення параметрів (рис. 4.7).

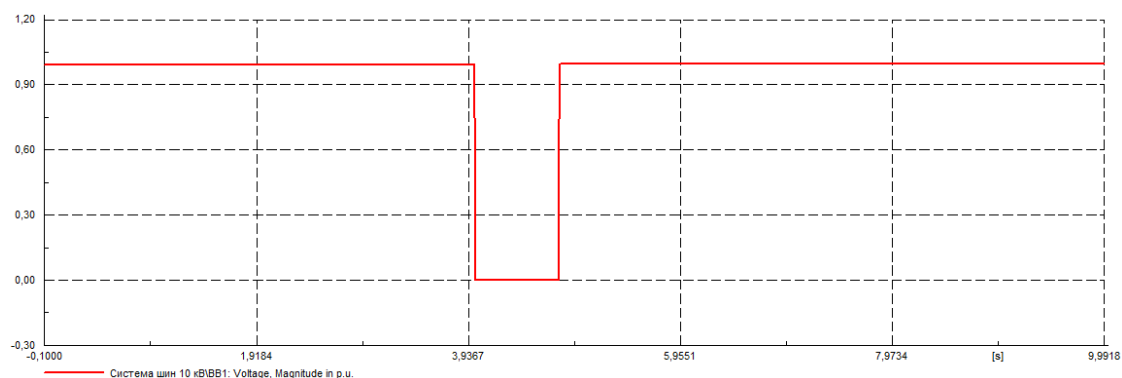


Рисунок 4.7 – Характеристика зміни напруги при нестійкому КЗ на 2с.ш 10 кВ

– *Моделювання КЗ на трансформаторі*

На 5-й секунді сталося КЗ на трансформаторі Т-2, релейний захист його відключив. У результаті відключення на 2-й с.ш. 10 кВ зникло живлення. Через витримку часу в 1 с спрацював пристрій автоматичного введення резерву (АВР), і на 6-й секунді відновив живлення секції через робочий трансформатор Т-1. Виконавши розрахунок, отримано наступні значення параметрів (рис.4.8)

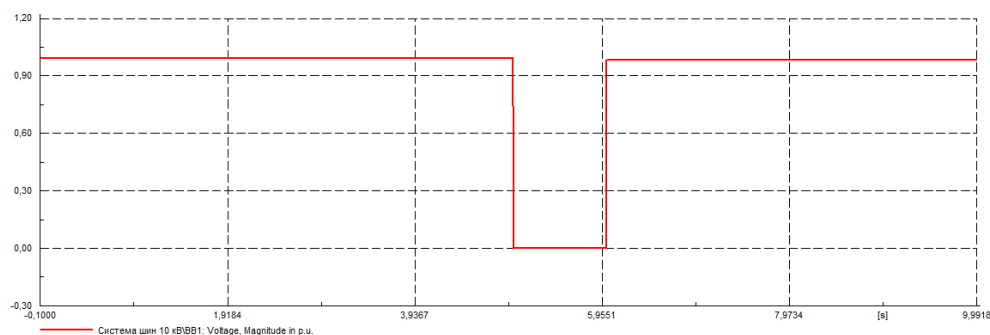


Рисунок 4.8 – Характеристика зміни напруги при КЗ на трансформаторі Т-2

– *Моделювання режиму автоповернення*

На 6-й секунді зникло живлення через трансформатор Т-2. У результаті цього на 2-й с.ш. 10 кВ всі споживачі втратили електропостачання. За відведену витримку часу, живлення на лінії не відновилося. Тому, через 2 с після знеструмлення спрацював пристрій автоматичного введення резерву (АВР), і на 8-й секунді відновив живлення секції через робочий трансформатор Т-1.

Після відновлення живлення на пошкодженій лінії, спрацьовує процедура автоповернення. З певною витримкою часу, для перевірки стабільності напруги на відновленій лінії, на 12-й секунді блок відключає секційний вимикач та з мінімальною витримкою часу в 0,3 с, відновлює живлення 2 с.ш. через трансформатор Т-2. Виконавши розрахунок, було отримано наступні значення параметрів (рис.4.9).

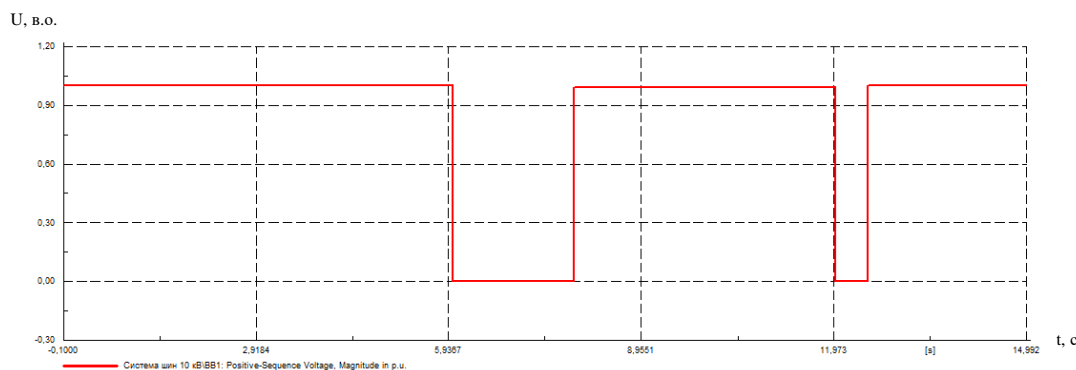


Рисунок 4.9 – Робота АВР в нормальному режимі та режимі автоповернення

4.2.2 Моделювання за умови ремонтної схеми. Трансформатор Т-2 виведено в ремонт, все живлення здійснюється через трансформатор Т-1.

– Збільшення навантаження на шині 10 кВ

На 2 с.ш. 10 кВ на 5-й секунді відбувається різке зростання навантаження на 200%. Через це завантаженість трансформатора Т-1 значно зростає. Для того, щоб трансформатор не вийшов з ладу, блок АВР з 5.4 с починає кожні 0,2 с відключати найменш важливих споживачів, доки трансформатор не розвантажиться. На 6-й секунді, після відключення 4-х споживачів, трансформатор достатньо розвантажився. Через відключення споживачів, значення напруги на шинах трохи збільшилось, але залишилось в допустимих нормах. Результат моделювання зображено на рис. 4.10

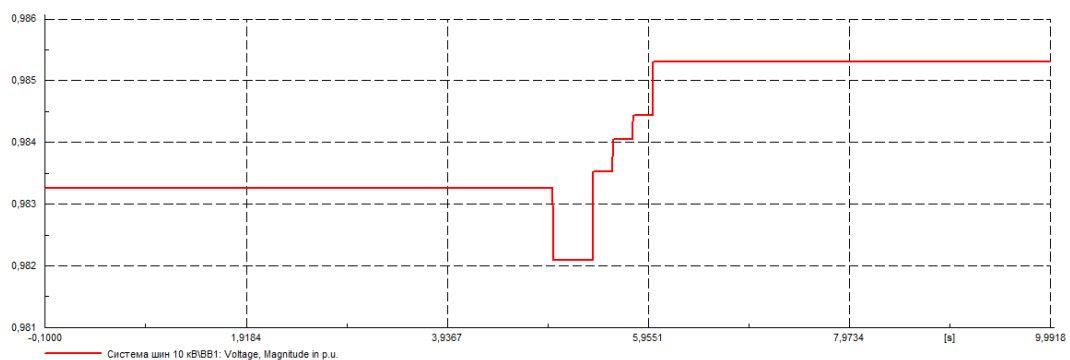


Рисунок 4.10 – Характеристика зміни напруги при відключенні споживачів

– Моделювання режиму КЗ на шині 10 кВ

На 2 с.ш. 10 кВ відбулось КЗ. Живлення всієї секції відбувається від одного трансформатора Т-1. Під час КЗ напруга на шині різко знизилась. В дію вступив пристрій АПВ, який з витримкою часу в 0,8 с відновив живлення на шині. Виконавши розрахунок, ми отримали наступні значення параметрів (рис. 4.11).

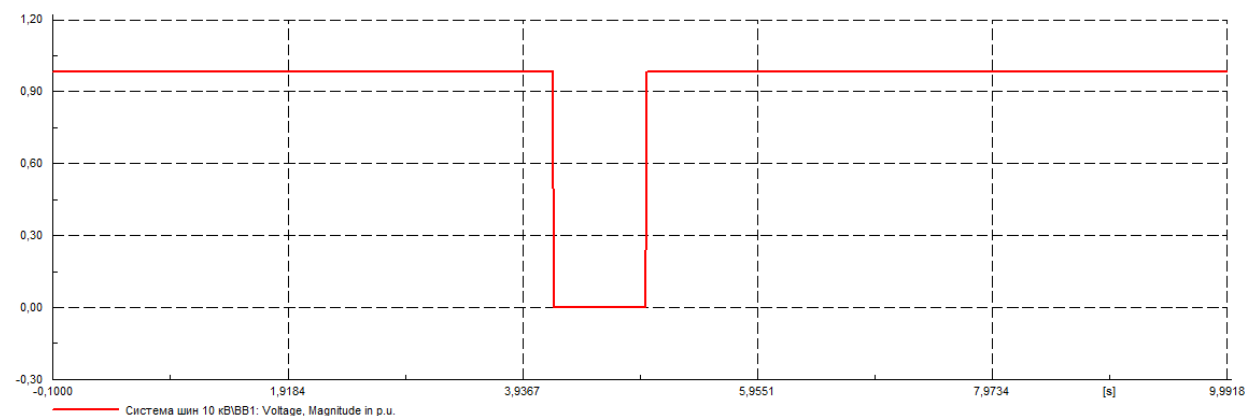


Рисунок 4.11 – Характеристика зміни напруги при КЗ на 2 с.ш 10 кВ, коли відключений трансформатор Т-2

Висновки. Було проведено моделювання роботи схеми в нормальному та ремонтному режимах. Наведено характеристики зміни струму та потужності в умовах короткого замикання. Продemonстровано характеристики напруги в часі при різних режимах роботи. У обох режимах при КЗ на шині 10 кВ АПВ успішно спрацювало. Було продемонстровано роботу пристрою РПН при зниженні рівня напруги на шині 10 кВ, внаслідок значного збільшення навантаження. Коли в нормальному режимі роботи виникало КЗ на трансформаторі, то пристрій АВР успішно перемикав живлення на інший трансформатор. Було проведено моделювання блоку управління АВР в режимі автоповернення. У режимі ремонтної схеми (коли відключений Т-2), при різкому збільшенні навантаження, АВР успішно зменшив завантаженість Т-1 шляхом відключення споживачів.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АВТОМАТИЗОВАНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110 кВ

Мета розділу: впровадження заходів, з метою зниження злоякісних виробничих чинників при експлуатації автоматизованої підстанції 110 кВ.

Об'єктом дослідження: пристрої автоматичного введення резерву (АВР) на трансформаторній підстанції 110 кВ.

Предмет досліджень: новітні засоби і заходи з охорони праці та безпеки виконання робіт при технічному обслуговуванні та ремонті блоку управління АВР на підстанції 110 кВ.

5.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Загальна характеристика об'єкту дослідження наведена в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення роб. місця	Категорія електроприм.	Категорія з пожеж. безпеки
Блок керування АВР	Внутрішня ЕУ	Приміщення КРУ на території підстанції	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

У табл. 5.2 наведено основні технічні характеристики блоку керування АВР фірми АВВ, типу АТS022.

Таблиця 5.2 – Технічні характеристики об’єкту [16]

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення
Блок керування АВР фірми ABB, типу ATS022	Лінійна напруга	208 В – 480 В
	Фазна напруга	57,7 В – 277 В
	Споживаюча потужність	Макс. 12 Вт
	Точність вимірювання	1 %
	Частота мережі	50/60 Гц
	Категорія перенапруги	III
	Маса	0,8 кг

5.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході автоматизації підстанції

У ході експлуатації блоку АВР на підстанції, необхідно виконувати технічне обслуговування даного пристрою. Послідовність виконання робіт наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Послідовність виконання робіт [16]

Вид робіт	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
-----------	--	--------------------------------	---------------------------

Продовження таблиці 5.3

Профілактична перевірка блоку керування АВР	Один раз на рік, 1 робочий день	2 особи	IV
Заміна батареї CR2032	Кожні 5 років, 1 робочий день	2 особи	IV

5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

У табл. 5.4 наведено чинники та показники умов праці при технічному обслуговуванні або ремонті блоку керування АВР на підстанції.

Таблиця 5.4 – Чинники умов праці та їх показники [23]

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення
Параметри мікроклімату	Температура повітря	(19...21) °C
	Вологість	(60...40) %
	Швидкість вітру	(0,2-0,3) м/сек
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 10 кг
	Робоче положення	«Стоячи»
	Статичні та динамічні навантаження	176-232 Вт (151-200 ккал/год)
	Категорія робіт	Па

Продовження таблиці 5.4

Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	40% робочого часу
	Тривалість активних дій	50% робочого часу
	Змінність	1 зміна, 8 годин

5.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

У табл. 5.5 наведені небезпечні та шкідливі виробничі чинники.

Таблиця 5.5 – Перелік небезпечних та шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Напруга	150 В	100 В
Струм	1 А	200 мА

5.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

У табл. 5.6 наведені технічні і організаційні заходи, які передбачені для захисту персоналу.

Таблиця 5.6 – Технічні та організаційні заходи [16]

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		

Продовження таблиці 5.6

Заземлення	Заземлюючий пристрій	Приєднання блоку до затискачів заземлення в шафі, яка в свою чергу з'єднана із основним заземлюючим пристроєм, прокладеним в підлозі.
Шафа АВР	Захисна навісна шафа з габаритними розмірами 650x500x220 мм	Встановлення блоку управління АВР в спеціальну шафу, яка підключається до загального заземлюючого контуру.
Організаційні заходи з електробезпеки		
Наявність відповідної кваліфікації	Група кваліфікованих спеціалістів	Для обслуговування даної ЕУ посилається група кваліфікованих працівників з фірми виробника, група електробезпеки не нижче III.
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги	Наряд-допуск на 1 робочий день

5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

У табл. 5.7 наведені необхідні індивідуальні та електрозахисні засоби захисту.

Таблиця 5.7 – Індивідуальні та електрозахисні засоби захисту [21]

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Засоби індивідуального захисту				
Захист голови	Захист від механічного та електричного впливу	Каска «Inar- Master Electrician». Полікарбонат	2 роки	Під час ремонту або технічного обслуговування
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички з частковим полімерним покриттям	1 рік	Підвищений захист від механічних ушкоджень, зручні для роботи з малими об'єктами

Продовження таблиці 5.7

Захисне взуття	Спеціальне взуття від механічних пошкоджень та напруги	Спеціальне взуття S1-S3 SRC, натуральна шкіра	1 рік	Клапан для захисту стопи від пилу, бризок, бруду; захисний підносок з полімерного матеріалу для підвищеної стійкості до ударів.
Захисний одяг	Загальновиробничий костюм	Поліестер, бавовна	2 роки	Захисний, робочий
Електрозахисні засоби захисту				
Захист рук	Діелектричні рукавички	«ПОЖСОЮЗ», Виготовлено з листової гуми методом штанцювання	1 рік	Під час ремонту або технічного обслуговування
Захист ніг	Діелектричні боти	Гумові черевики для захисту від крокової напруги	2 роки	Під час ремонту або технічного обслуговування

5.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

У табл. 5.8 наведений перелік заходів і засобів пожежної та технічної безпеки.

Таблиця 5.8 – Перелік заходів та засобів з пожежної та технічної безпеки [24]

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Запобіжники в ланцюгах підключення вводів	Запобіжник на струм спрацювання 0,1 А.	Захист вхідних ланцюгів від потрапляння на них напруг, які перевищують максимально допустимі значення.
Автоматичний вимикач в ланцюгах живлення	Автоматичний вимикач на струм спрацювання 1 А.	Захист ЕУ від аварій в ланцюгах живлення.
Пожежний інвентар та вогнегасники	Вогнегасники - пересувні, об'ємом 15л. Пожежний інвентар – покривала з негорючого теплоізоляційного полотна, ящики з піском, совкові лопати.	Вогнегасники - розміщені через кожні 70 м. Пожежний інвентар – 1 на все приміщення.

Продовження таблиці 5.8

Автоматична установка пожежогасіння	Пристрій з автоматичним сповіщенням	Автоматичне спрацювання. Швидко заповнює все приміщення протипожежною речовиною.
Блискавкозахист	Тросовий, на поверхні даху.	II категорія
Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів, планах евакуації, забезпечення дотримання протипожежних вимог, виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	Відділ з охорони праці

5.8 Розрахунок захисного заземлювального пристрою

Блок АВР на підстанції розміщений в захисному навісному щиті, який в сою чергу прикріплений на стіну в приміщенні РУ 10 кВ. Заземлення такого щитка забезпечується за допомогою PEN провідника. Тобто, проводи для заземлення та нульовий провідник приєднуються до нейтралі в одній точці. По всій довжині до приєднання вони йдуть як один провідник. Як заземлюючий кабель використовується мідний одножильний провідник, з перерізом 25 мм² та довжиною 50 м. Нульовий провідник з перерізом 16 мм² та довжиною 50 м.

Розрахунок на вимикаючу здатність передбачає розрахунок струму однофазного короткого замикання $I_{кз}$ і співставлення отриманої величини зі значенням номінального струму спрацювання МСЗ. Струм однофазного

короткого замикання $I_{кз}$ для системи електропостачання визначається за формулою 5.1:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_3 + \frac{r_{ТР}}{3}} \quad (5.1)$$

Де

U_{ϕ} -фазна напруга, В

r_{ϕ} - активний опір фазного проводу, Ом

r_3 - активний опір захисного проводу, Ом

$r_{ТР}$ - активний опір трансформатора, Ом

Фазна напруга визначається за формулою 5.2:

$$U_{\phi} = U_L / \sqrt{3} \quad (5.2)$$

Активний опір фазного та нульового провідника визначають за формулою 5.3:

$$r = \sum_{i=1}^n (p_i \times l_i) / S_i \quad (5.3)$$

Де

p_i -питомий опір матеріалу проводів, для міді - 0,00175 (Ом·мм²)/м

l_i -довжина ділянки проводу одного матеріалу та одного перерізу, м

S_i -площа поперечного перерізу проводу, мм²

Активний опір трансформатора визначаємо за формулою 5.4:

$$r = \frac{(P_{\text{кз}} \times U_{\text{НОМ}}^2)}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (5.4)$$

Визначимо фазну напругу:

$$U_{\phi} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{100}{\sqrt{3}} = 57,735 \text{ В}$$

Визначимо активний опір фазного провідника:

$$r_{\phi} = \frac{(p \times l)}{S} = \frac{0,00175 \times 50}{25} = 0,0035 \text{ Ом}$$

Визначаємо активний опір нульового провідника:

$$r_3 = \frac{(p \times l)}{S} = \frac{0,00175 \times 50}{16} = 0,0058 \text{ Ом}$$

Визначимо активний опір трансформатора:

$$r_{\text{тр}} = \frac{(R_{\text{кз}} \times U_{\text{НОМ}}^2)}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{8,25 \times 100^2}{300^2} = 0,917 \text{ Ом}$$

Визначимо струм к.з.:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_{\phi}}{r_{\phi} + r_3 + \frac{r_{\text{тр}}}{3}} = \frac{57,735}{0,0035 + 0,0058 + \frac{0,917}{3}} = 183,86 \text{ А}$$

Розрахунок напруги на корпусі електроустановки:

Без повторного заземлення захисного провідника напруга на корпусі $U_{\text{к}}$ ЕУ визначається за формулою 5.5:

$$U_{\text{к}} = I_{\text{кз}} \times Z_{\text{с}} \leq U_{\text{д}}(t_{\text{с}}) \quad (5.5)$$

Де

$U_d(t_c)$ -допустима напруга дотику

Z_3 -повний опір захисного проводу, для КЛ $Z_3 = r_3$

Визначимо напругу на корпусі ЕУ:

$$U_k = I_{k3} \times Z_c = 183,86 \times 0,0058 = 1,066 \text{ В}$$

$$1,066 \text{ В} < 36 \text{ В}$$

Умова перевірки заземлення виконується.

Висновки

У даному розділі було розглянуто питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях при експлуатації автоматизованої підстанції 110 кВ.

Було проведено аналіз показників умов праці при технічному обслуговуванні та ремонті засобу АВР на підстанції, визначено небезпечні та шкідливі виробничі чинники, такі як: перевищення допустимих значень за струмом та напругою. Були впроваджені наступні організаційні заходи безпеки: до обслуговування установки допускаються тільки кваліфіковані спеціалісти та всі роботи необхідно проводити без напруги. З боку технічних заходів – виконане приєднання шафи до загального заземлюючого пристрою ПС, встановлення блоку управління в спеціальну шафу. Усі працівники забезпечені засобами індивідуального захисту (захисним одягом, взуттям, касками, рукавичками).

Усі запропоновані заходи розроблені у відповідності з державними нормами, правилами, стандартами та іншими нормативно-правовими документами.

6 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

МОДЕРНІЗАЦІЯ ПРИСТРОЮ АВТОМАТИЧНОГО ВВЕДЕННЯ РЕЗЕРВУ (АВР) НА СТОРОНІ 10 кВ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

Вступ

На сьогоднішній день для уникнення величезних економічних збитків на підприємствах різних спеціалізацій, необхідно досягти безперебійного живлення в умовах аварій в електричних мережах. Для вирішення цієї проблеми в даний час на підстанціях застосовуються схеми електропостачання промислових вузлів навантаження від двох незалежних джерел живлення з використанням засобів автоматичного введення резерву (АВР). Але дані пристрої не в змозі забезпечити безперебійне електропостачання, вдалось досягти швидкості відновлення живлення до 30 секунд.

На контрольній схемі підстанції 110/35/10 кВ, яка розглядається, застосовується морально застарілий мікропроцесорний блок управління АВР фірми «ABB» типу ATS021. Цей пристрій забезпечує швидкість перемикавання на резервне живлення, з врахуванням спрацювання всієї автоматики, приблизно 10-15 с. Тому, необхідно провести модернізацію засобів АВР, в ході якої на стороні 10 кВ замінити даний пристрій на більш новий та швидкодіючий. Найкращим з відомих варіантів на ринку є мікропроцесорний блок управління фірми «ABB» типу ATS022, який здатний забезпечити швидкість перемикавання живлення, із врахуванням спрацювання всієї автоматики, приблизно 1-4 с.

6.1 Опис ідеї проекту

У таблиці 6.1 наведений опис ідеї стартап-проекту.

Таблиця 6.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Полягає в задоволенні потреби надійного електропостачання споживачів. Для чого пропонується заміна встановленого морально застарілого блоку АВР на більш швидкодіючий, що забезпечить максимально швидке відновлення живлення як для звичайних споживачів, шляхом перемикання секції через секційний вимикач на непошкоджену лінію, так і для споживачів 1-ї категорії, шляхом швидшого запуску резервного генератора.	Встановлюється на підстанціях, на сторонах 10 кВ, 6 кВ та 0,4 кВ для відновлення живлення в умовах аварійних режимів.	Підвищення ступеня надійності, що, в свою чергу, значно знизить економічні, моральні, соціальні витрати споживачів на ліквідацію наслідків знеструмлення.

Щоб з'ясувати, чому на даній підстанції доцільніше встановити блок управління АВР саме фірми «ABB» типу ATS022, було проведено порівняльний аналіз техніко-економічних переваг з аналогами інших виробників. В якості альтернатив вибрана продукція наступних компаній:

- блок управління типу БУАВР.2С.Т компанії НВП «ВЕЛ»;
- блок управління типу ATS022 компанії АВВ;
- блок управління типу РС80-МАВР компанії «РЗА Системз».

У табл. 6.2 визначені сильні, слабкі та нейтральні характеристики ідеї проекту, відносно конкурентів.

Таблиця 6.2 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№	Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів			W	N	S
		ATS022	PC80-МАВР	БУАВР.2С.Т			
1.	Час перемикання живлення з основної лінії на резервну	1-4 с	1-7 с	1-7 с		+	
2.	Автоматичне відновлення нормального режиму	До 10 с	До 15 с	До 15 с			+
3.	Час перемикання на резервне джерело живлення (споживачі 1-ї категорії)	16 с	-	25 с			+

Продовження таблиці 6.2

4.	Термін експлуатації	15 років	10 років	10 років			+
5.	Живлення	ДБЖ	ДБЖ	ДБЖ		+	

6.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Технологічну здійсненність ідеї проекту, яка полягає в модернізації пристрою АВР на стороні 10 кВ трансформаторної підстанції показано в табл. 6.3

Таблиця 6.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

№	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1.	Модернізація засобів АВР на підстанції	Заміна застарілого блоку управління АВР на новітній з більшою швидкістю.	Наявна	Доступна
2.	Модернізація засобів АВР на підстанції	Заміна наявних секційних вакуумних вимикачів типу VD4 на більш нові для прискорення циклу АВР	Наявна	Доступна
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: Заміна застарілого блоку управління АВР на новітній з більшою швидкістю.				

Обрана технологія реалізації доступна. Це дасть змогу значно скоротити час знеструмлення споживачів 1-ї категорії. Виробничі підприємства даної

категорії скоротять збитки під час виробництва, а пацієнти лікарень не постраждають.

6.3 Порівняння пристроїв різних виробників за економічним критерієм

У табл. 6.4 наведено характеристики кожного пристрою, необхідні для здійснення даного порівняння.

Таблиця 6.4 – Характеристики пристроїв для економічного порівняння.

Величина	ATS022	PC80-МАВР	БУАВР.2С.Т
Строк служби, $T_{сл}$, років	15 років	10 років	10 років
Річна ЗП одного працівника експлуатаційної служби, $Z_{зп}$, грн	5000	15000	10000
Вартість пристрою, грн	45063,26	38550	42800
Вартість монтажних робіт, грн	13518	11565	12840
Витрати праці на обслуговування пристрою, Z_t , людино-години	8	8	8
Споживаюча потужність, Вт	12	10	12

Для розрахунку річної заробітної плати одного працівника експлуатаційної служби ($Z_{зп}$) бралася ціна за один виклик, яка становить 5000 грн.

Розрахунок щорічних витрат для кожного з пристроїв проводиться за формулою:

$$B = A + B_E + B_{EH} \quad (1)$$

де A – амортизаційні відрахування; B_E – витрати на експлуатаційне обслуговування; B_{EH} – вартість споживаної пристроями електроенергії.

Амортизаційні відрахування знаходяться за формулою:

$$A = \frac{\kappa * p_a}{100} \quad (2)$$

де $\kappa = 0,5$ – коефіцієнт, що відображає витрати на допоміжні матеріали, транспорт і накладні витрати; p_a – амортизаційні витрати, %.

Амортизаційні витрати знаходяться за формулою:

$$p_a = \frac{100\%}{T_{сл}} \quad (3)$$

де $T_{сл}$ – строк служби устаткування.

Витрати на експлуатаційне обслуговування знаходиться за формулою:

$$B_E = \frac{Z_{зп} * Z_T}{\kappa * 252 * 8} \quad (4)$$

де $Z_{зп}$ – річні витрати на заробітну плату одного працівника експлуатаційної служби; 252 – число робочих днів у році; 8 – число робочих годин у день; Z_T – витрати праці на обслуговування пристрою (людино-години), у даному випадку потрібна 1 людина на 8 годин.

У табл. 6.5 наведено вартість споживаної кожним пристроєм електроенергії за рік. Тариф становить 0,6 грн за 1 кВт*год.

Таблиця 6.5 – Вартість споживаної пристроями електроенергії

Пристрій	Вартість електроенергії, $B_{ЕН}$, грн/рік
ATS022	2073,6
PC80-MABP	1728
БУABP.2C.T	2073,6

Розрахунок щорічних витрат для блоку керування АВР типу ATS022:

1) За формулою (3) визначаються амортизаційні витрати p_a :

$$p_a = \frac{100\%}{15} = 6,6\%$$

2) За формулою (2) визначаються амортизаційні відрахування A :

$$A = \frac{0,5 * 6,6}{100} = 0,033$$

3) За формулою (4) визначаються витрати на експлуатаційне обслуговування B_E :

$$B_E = \frac{5000 * 8}{0,5 * 252 * 8} = 39,68 \text{ грн}$$

4) За формулою (1) визначаються сумарні щорічні витрати для даного пристрою:

$$B = 0,033 + 39,68 + 2073,6 = 2113,3 \text{ грн}$$

Сумарні витрати економічні витрати на встановлення та експлуатацію даного пристрою становлять 60694,50 грн.

Для інших пристроїв розрахунок проводиться аналогічно, результати занесено в табл. 6.6.

Таблиця 6.6 – Результати економічних розрахунків

Критерій	ATS022	PC80-MABP	БУABP.2C.T
Щорічні витрати, В, грн	2113,3	1847	2153

Продовження таблиці 6.6

Вартість пристрою, грн	45063,26	38550	42800
Вартість монтажних робіт, грн	13518	11565	12840
Разом, грн	60694,5	51962	57793

Проаналізувавши результати розрахунків, виходить, що з економічної точки зору найвигіднішим варіантом є встановлення блоку типу РС80-МАВР. Але блок даного типу значно поступається пристрою АВВ з технічної точки зору, при досить малому розриві витрат між ними. Пристрій типу БУАВР.2С.Т., також, має гірші технічні характеристики при майже такій самій вартості заміни та вищому значенню щорічних витрат.

Висновок

У ході модернізації пристрою автоматичного введення резерву (АВР) на стороні 10 кВ підстанції 110/35/10 кВ було встановлено блок управління фірми АВВ типу АТS022. Таке рішення було прийняте, після детального порівняння даного пристрою за технічними та економічними критеріями з найближчими аналогами інших компаній-виробників.

ВИСНОВКИ

У даній магістерській дисертації було детально описано та показано роботу автоматики на підстанціях, на прикладі ПС 110/35/10 кВ.

Вся робота в своєму складі має шість розділів, у ході їх виконання було зроблено наступні етапи:

1. Описано призначення та види автоматики, що застосовується на підстанції;
2. Докладно розглянуто пристрої автоматичного повторного вмикання (АПВ). Наведено класифікацію пристроїв та основні вимоги, які до них застосовуються. Описано роботу схем пристроїв однократного та двократного АПВ.
3. Розглянуто пристрої автоматичного введення резерву на підстанціях. Наведено та описано всі схеми, на яких працюють дані пристрої автоматики. Було наведено основні вимоги, що ставляться до даних пристроїв, а, також, проведено їх класифікацію.
4. Детально описано підстанцію 110/35/10 кВ. Наведений опис і характеристики основного обладнання, встановленого на підстанції.
5. Було складено схему заміщення та розраховано струми короткого замикання. За результатами розрахунків зроблено перевірку обладнання.
6. Проведено детальний опис блоку управління АВР, який встановлено на даній підстанції. У ході опису було подано принцип роботи при різних конфігураціях схем, описано пускові органи блоку та вибрані основні уставки.
7. Виконано моделювання різних режимів роботи підстанції у конфігураціях нормальної та ремонтної схем в середовищі PowerFactory. Проведено моделювання нестійкого КЗ, внаслідок чого пристрій однократного АПВ успішно відновив живлення вже через 0,8с після відключення.

8. Виконано моделювання відключення трансформатора пристроями релейного захисту, після чого відбулася успішна реалізація введення резерву, і вже через 1с було відновлене живлення пошкодженої ділянки.
9. Здійснено імітацію відновлення живлення на пошкодженій лінії, внаслідок чого блок управління автоматично перемкнув споживачів на відновлену лінію
10. Розроблено розділ з охорони праці, в якому було розглянуто охорону праці та безпеку в надзвичайних ситуаціях при експлуатації автоматизованої підстанції 110/35/10 кВ. У розділі було описано правила техніки безпеки при обслуговуванні та заміні блоку АВР, наведено приклади надзвичайних ситуацій, які можуть виникнути на підстанції, та шляхи їх ліквідації.
11. Виконано стартап-проект, який полягав у модернізації пристрою АВР на підстанції. Таке рішення дозволить значно скоротити час відновлення живлення. Було розраховано економічні витрати даного рішення.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Дмитренко О.О.: конспект лекцій з дисципліни: «Релейний захист та автоматика», лекція №14.
2. Дмитренко О.О.: конспект лекцій з дисципліни: «Релейний захист та автоматика», лекція №2.
3. Петров Н.В. Устройства автоматизации электрических станций и подстанций: Методические указания для выполнения контрольной работы по курсу «Спец. вопросы автоматизации электрических станций». Киров: ВГТУ, 2001. 13 с.
4. Правила улаштування електроустановок. Офіційне видання, перероблене й доповнене — Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НПЦР ОЕС України), 2017. — 617 с.
5. [Електронний ресурс] — Режим доступу: https://scask.ru/h_book_aes.php?id=24.
6. НІК АВР-17. Керівництво з експлуатації. ТОВ «НІК-ЕЛЕКТРОНІКА». Україна, м. Київ – 13 с.
7. ПЭФ-321АВР. Руководство по эксплуатации. «Новатек-Электро» микропроцессорные релейные устройства. Украина, г. Одесса – 19 с.
8. Руководство по эксплуатации и обслуживанию контроллеров автоматического ввода резервного питания «Порто Франко» АВР К-50, АВР К-65. 2014 г. – 24 с.
9. [Електронний ресурс] — Режим доступу: <https://studfile.net/preview/3741552/page:8>.

10. [Электронный ресурс] – Режим доступа:
<https://storage.energybase.ru/source/223/1VqSIYkXmDbO7ceh7vvzoOpYztq3ytnQ.pdf>
11. ATS021-ATS022. Готовые решения систем АВР. АBB: техническая брошюра – Январь 2014 г., 60 с.
12. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. Проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
13. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с.
14. Регулирование напряжения и обслуживание регулирующих устройств трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://forca.com.ua/transformatori/praktika/regulirovanie-napryazheniya-i-obsluzhivanie-reguliruyuschih-ustroistv-transformatorov.html>.
15. ATS021-ATS022. Готовые решения систем АВР. АBB: техническая брошюра – Январь 2014 г., 60 с.
16. Блок АВР ATS022 Дос. No. АBB: Инструкция по установке и эксплуатации ATS022 – 61 с.
17. БУАВР.2С.Т. Руководство по эксплуатации МИДН3.113.00.00-06 РЭ – С.Т,2С.Т Версия 1.06, 13 с.
18. Микропроцессорное устройство автоматического включения резерва РС80-МАВР. Руководство по эксплуатации. «РЗА Системз» Редакция 0.01 – 99 с.

19. Расчет уставок местного АВР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://raschet.info/raschet-ustavok-mestnogo-avr/>.
20. PowerFactory. Руководство пользователя. DIgSILENT, PowerFactory. Версия 14.0. Gomaringen, Germany. Сентябрь 2011. – 1192с.
21. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008. 317 с.
22. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник. Київ: Лібра, 20010. 425 с.
23. ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N 248. Вид. офіц. Київ: Держнагляд охорони праці, 2014. 85 с.
24. Правила пожежної безпеки в Україні. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2004. 45 с.
25. НАПБ Б.03.002-2007. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2007. 33 с.
26. ДБН В.1.2-7-2008. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2008, 25 с.